

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA CIVIL – PPGE**

Pedro Henrique Alves Veríssimo

**AVALIAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA  
COMPARANDO DIFERENTES TOPOLOGIAS DE SISTEMAS  
DE FIXAÇÃO UTILIZANDO DUAS DIFERENTES  
TECNOLOGIAS FV**

Florianópolis - SC  
2017



Pedro Henrique Alves Veríssimo

**AVALIAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA  
COMPARANDO DIFERENTES TOPOLOGIAS DE SISTEMAS  
DE FIXAÇÃO UTILIZANDO DUAS DIFERENTES  
TECNOLOGIAS FV**

Dissertação de mestrado  
submetida ao Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Civil,  
Área de concentração Construção  
Civil, da Universidade Federal de  
Santa Catarina.

Orientador: Prof.  
Ricardo Rüther, PhD.

Florianópolis – SC  
2017



Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca  
Universitária da UFSC.

Veríssimo, Pedro Henrique

AVALIAÇÃO DE UMA USINA SOLAR  
FOTOVOLTAICA COMPARANDO DIFERENTES  
TOPOLOGIAS DE SISTEMAS DE FIXAÇÃO  
UTILIZANDO DUAS DIFERENTES  
TECNOLOGIAS FV / Pedro Henrique Veríssimo;  
orientador, Ricardo Rüther - Florianópolis, SC,  
2017.

89 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal  
de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa  
de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Sistemas fotovoltaicos.  
3. Usinas fotovoltaicas. 4. Análise técnica. 5.  
Análise econômica. I. Rüther, Ricardo. II.  
Universidade Federal de Santa Catarina.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.  
III. Título.



Pedro Henrique Alves Veríssimo

**AVALIAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA  
COMPARANDO DIFERENTES TOPOLOGIAS DE SISTEMAS  
DE FIXAÇÃO UTILIZANDO DUAS DIFERENTES  
TECNOLOGIAS FV**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Civil, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

Florianópolis, 03 de março de 2017

---

Prof. Prof. Glicério Trichês, Dr. Eng.  
Coordenador do Curso

---

Prof Ricardo Rüther, Ph.D.  
Orientador

**Banca examinadora:**

---

Prof. Roberto Zilles, Dr.  
Universidade de São Paulo

---

Prof. Roberto Lamberts, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Devis Luis Marinoski, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Samuel Luna de Abreu, Dr.  
Instituto Federal de Santa Catarina





Ao meu avô Omir Correa Alves (in memorian), por ser um grande  
exemplo de vida.



## **Agradecimentos**

Ao Prof. Ricardo Rüther, pelo acolhimento, pela orientação, pela paciência, e por todo o conhecimento compartilhado ao longo dos anos em que foi desenvolvido este trabalho.

Aos amigos do Grupo Fotovoltaica-UFSC, que me receberam de braços abertos. Em especial ao Alexandre Montenegro, Lucas Nascimento, André Cechinel, Anelise Pires, Álvaro Nascimento, Kathlen Shnider, Marília Braga, Rafael Campos e Ruany Dolla que muito colaboraram no desenvolvimento desse trabalho.

Aos meus pais Hélio e Elza e avós Omir, Eurydice, Hélio e Lise por todo amor, carinho e dedicação em todos os momentos de minha vida; ao meu irmão João Paulo pelas conversas e amizade eterna.

Aos meus tios Omir e Sandra e primos Ana e André por me receberem em Santa Catarina e por todo incentivo e apoio prestado.

À minha namorada Aline por todo amor, companheirismo e cuidado.

A todos aqueles que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho.



**“Lembre-se, as  
pessoas podem tomar  
tudo de você, menos o  
seu conhecimento.”**

**Albert Einstein**



## Resumo

Este trabalho aborda a avaliação técnica (utilizando figuras de mérito, como Yield, Performance Ratio e Fator de Capacidade) e econômica (utilizando o custo da energia fotogerada, ou Levelized Cost of Energy - LCOE) de uma usina solar fotovoltaica de 2 MW a ser instalada no município de Jaguari-RS, comparando duas diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos (silício multicristalino e filmes finos de telureto de cádmio) e três diferentes sistemas de fixação (estacionário, seguidor de um eixo e seguidor de dois eixos), totalizando seis diferentes topologias. Os resultados de desempenho dos sistemas foram obtidos através de simulações realizadas pelo software PVSyst, utilizando dados históricos armazenados em bancos de dados e confrontados com dados meteorológicos medidos, coletados ao longo de um ano. Com os resultados das simulações foram feitas análises técnicas a fim de avaliar o desempenho de cada uma das seis topologias propostas, onde o sistema fixo com tecnologia de silício multicristalino se sobressaiu ao apresentar maior densidade energética ( $114,5 \text{ kWh/m}^2$ ), com um Yield anual de  $1575 \text{ kWh/kWp}$ ; porém, o sistema seguidor de dois eixos com a tecnologia de telureto de cádmio apresentou a maior Yield anual de energia ( $2.035 \text{ kWh/kWp}$ ). Posteriormente, foi feita uma análise econômica através de estimativas de custos dos sistemas ("turn-key"), onde os dados econômicos foram avaliados juntamente com os dados técnicos e, como resultado, foi obtida a melhor topologia a ser utilizada a partir dos cenários criados neste estudo de caso. Como resultado, diante dos cenários apresentados, o sistema seguidor de um eixo com tecnologia de silício multicristalino se mostrou a mais viável economicamente, apresentando o menor LCOE.

**Palavras-chave:** sistemas fotovoltaicos; usinas solares fotovoltaicas; análise técnica; análise econômica; custo nivelado da energia.





## **Abstract**

This work addresses the technical (using performance parameters such as Yield, Performance Ratio and Capacity Factor) and economic (using the Levelized Cost of Energy - LCOE) evaluation of a 2 MW photovoltaic solar power plant to be installed in the municipality of Jaguari-RS, comparing two different technologies of photovoltaic modules (multicrystalline silicon and thin-film cadmium telluride) and three different mounting systems (stationary, single axis tracker and two axes tracker), totalizing six different topologies. The performance results of the systems were obtained through simulations performed by the PVSyst software, using historical data stored in databases and confronted with measured meteorological data collected over a year. With the results of the simulations, technical analyses were performed to evaluate the performance of each one of the six proposed topologies. The stationary system with p-Si technology performed better than the others, because it presented more energy per occupied area ( $114,5 \text{ kWh/m}^2$ ) with  $1575 \text{ kWh/kWp}$  as annual Yield. On the other hand, the double axis tracking system using CdTe technology presented the biggest annual Yield ( $2.035 \text{ kWh/kWp}$ ). Subsequently, an economic analysis was carried out through system cost estimates ("turn-key"), where the economic data were evaluated together with the technical data and the best topology to be used was obtained from the scenarios created in this case study. As a result, considering the created scenarios, the single axis tracking system with p-Si technology performed the best LCOE values.

**Key-words:** photovoltaic systems; photovoltaic power plants; technical analysis; economical analysis; levelized cost of energy.



## **Abreviaturas e siglas**

a-Si – Silício amorfo  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
c.a. – Corrente alternada  
c.c. – Corrente contínua  
CdTe – Telureto de cádmio  
CIGS – Disseleneto de cobre, índio e gálio  
CSR – Climatological Solar Radiation  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
FC – Fator de capacidade  
FDI – Fator de dimensionamento do inversor  
Imp – Corrente no ponto de máxima potência  
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais  
Isc – Corrente de curto circuito  
LCOE – Custo nivelado da energia  
m-Si – Silício monocristalino  
MME – Ministério de Minas e Energia  
FV – Fotovoltaica  
MPP – Ponto de máxima potência  
NREL – National Renewable Energy Laboratory  
p-Si – Silício multicristalino  
PCH – Pequena central hidrelétrica  
Pitch – Distanciamento entre fileiras  
PR – Taxa de desempenho do sistema  
ProGD – Programa de Geração Distribuída  
REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century  
STC – Condições padrão de teste  
String – Conexão de módulos fotovoltaicos associados em série  
SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment  
TIR – Taxa interna de retorno  
TMA – Taxa mínima de atratividade  
UFV – Usina solar fotovoltaica  
Vmpp – Tensão no ponto de máxima potência  
VPL – Valor presente líquido  
Vc.c. – Tensão em corrente contínua  
Voc – Tensão de circuito aberto  
Wp – Potência nominal de módulos fotovoltaicos em STC  
Yield – Rendimento energético do sistema fotovoltaico



## Lista de Figuras

Figura 2.1 - Componentes da radiação solar que incide na superfície do módulo .....	30
Figura 2.2 – Distribuição de irradiância global horizontal ao longo de um dia de céu limpo simulado através do software PVsyst para o município de Jaguari. ....	30
Figura 2.3 - Célula fotovoltaica de silício cristalino.....	33
Figura 2.4 - Módulo fotovoltaico com associação de células em série e paralelo.....	34
Figura 2.5 - Arranjo de módulos em série e paralelo.....	35
Figura 2.6 - Comércio de módulos fotovoltaicos em 2014. ....	36
Figura 2.7 - Comparação de diferentes FDIs.....	40
Figura 2.8 - Sistema fotovoltaico fixo.....	42
Figura 2.9 – Sistema fotovoltaico seguidor de um eixo.....	43
Figura 2.10 – Sistema fotovoltaico seguidor de dois eixos. ....	43
Figura 2.11 - Comparação de desempenho entre sistemas fixos, seguidores de um eixo e seguidores de dois eixos para um sistema de aproximadamente 29 kWp no município de Jaguari.....	44
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia.....	49
Figura 3.2 - Localização geográfica de Jaguari.....	51
Figura 3.3 - Perfil de irradiação global horizontal na cidade de Jaguari no dia 18 de fevereiro de 2016 com céu limpo.....	52
Figura 3.4 - Foto do seguidor de dois eixos instalado em Jaguari-RS.....	53
Figura 3.5 - Estação meteorológica do município de Jaguari-RS.....	55
Figura 3.6 - a) Módulo FV p-Si . b) Módulo FV CdTe .....	56
Figura 3.7 - Inversor central PVS800-57-1000kW-C.....	57
Figura 3.8 - Estrutura estacionária da Schletter, modelo FS-Uno.....	59
Figura 3.9 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema fixo com módulos de p-Si.....	60
Figura 3.10 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema fixo com módulos de CdTe.....	61
Figura 3.11 - Seguidor de um eixo modelo STi-H1250. ....	62
Figura 3.12 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de um eixo com módulos de p-Si.....	63
Figura 3.13 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de um eixo com módulos de CdTe. ....	64

Figura 3.14 - Seguidor de dois eixos modelo MS-2E Tracker.....	65
Figura 3.15 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de dois eixos com módulos de p-Si. ....	66
Figura 3.16 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de dois eixos com módulos de CdTe.....	67
Figura 3.17 - Curva de garantia de geração do módulo YL250P-29b.....	69
Figura 3.18 - Curva de garantia de geração do módulo FS-4100A. ....	70
Figura 4.1 – Gráficos mensais de irradiação no plano do seguidor de dois eixos medidos no município de Jaguari-RS.....	71
Figura 4.2 - Dados de irradiação global transpostos para a horizontal para o município de Jaguari em 2015.....	72
Figura 4.3 - Comparação de irradiância entre um sensor acoplado a um seguidor de dois eixos e um sensor fixo em um dia de céu limpo (18/01/2016). ....	74
Figura 4.4 - Comparação de irradiância entre um sensor acoplado a um seguidor de dois eixos e um sensor fixo em um dia nublado (03/02/2016). ....	75
Figura 4.5 - Variação de energia para o sistema fixo com módulos p-Si. ....	78
Figura 4.6 - Variação de energia para o sistema fixo com módulos CdTe.....	82
Figura 4.7 - Variação de energia para o sistema seguidor de um eixo com módulos p-Si.....	85
Figura 4.8 – Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de um eixo com módulos p-Si.....	85
Figura 4.9 - Variação de energia para o sistema seguidor de um eixo com módulos CdTe. ....	87
Figura 4.10 - Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de um eixo com módulos CdTe. ....	87
Figura 4.11 - Variação de energia de acordo com o pitch N-S para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.....	89
Figura 4.12 - Variação de energia de acordo com o pitch L-O para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.....	90
Figura 4.13 - Variação de energia de acordo com o pitch N-S para o sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe. ....	92
Figura 4.14 - Variação de energia de acordo com o pitch L-O para o sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe. ....	93

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Prós e contras dos diferentes tipos de inversores.	37
Tabela 3.1 - Valores médios históricos de irradiação global horizontal dos bancos de dados.	53
Tabela 3.2 - Especificações elétricas e físicas do módulo p-Si.	56
Tabela 3.3 - Especificações elétricas e físicas do módulo CdTe.	57
Tabela 3.4 - Parâmetros elétricos e físicos do inversor da ABB.	58
Tabela 4.1 - Irradiação global horizontal para diferentes bancos de dados e sua comparação com a irradiação medida em Jaguari-RS.	73
Tabela 4.2 - Variação de Yield anual para o sistema fixo de 2 MWp com módulos p-Si.	77
Tabela 4.3 - Variação da diferença de PR para o sistema fixo com módulos p-Si.	79
Tabela 4.4 - Descrição da topologia escolhida do sistema fixo com módulos p-Si.	80
Tabela 4.5 - Variação de Yield anual para o sistema fixo com módulos CdTe.	81
Tabela 4.6 - Variação da diferença de PR para o sistema fixo com módulos CdTe.	83
Tabela 4.7 - Descrição da topologia escolhida do sistema fixo com módulos CdTe.	84
Tabela 4.8 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de um eixo com módulos p-Si.	86
Tabela 4.9 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de um eixo com módulos CdTe.	88
Tabela 4.10 - Variação de Yield anual para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.	89
Tabela 4.11 - Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.	90
Tabela 4.12 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.	91
Tabela 4.13 - Variação de Yield anual para o sistema fixo com módulos CdTe.	92
Tabela 4.14 - Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe.	93
Tabela 4.15 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe.	94

Tabela 4.16 - Resumo das especificações e resultados dos layouts escolhidos. ....	95
Tabela 4.17 - Custos de instalação dos sistemas. ....	96
Tabela 4.18 - Custos de área dos sistemas. ....	96
Tabela 4.19 - Cenários para análise econômica. ....	97
Tabela 4.20 - Valores de LCOE para diferentes topologias e cenários estabelecidos (R\$/MWh). ....	99
Tabela 5.1 - Yield anual dos sistemas. ....	102



## Sumário

1.Introdução .....	25
1.1.Estrutura do trabalho.....	26
1.2.Objetivos .....	26
1.2.1.Objetivo principal.....	27
1.2.2.Objetivos específicos .....	27
2.Referencial teórico .....	29
2.1.Radiação solar .....	29
2.2.Energia solar fotovoltaica.....	32
2.3.Tecnologias fotovoltaicas.....	32
2.4.Inversores .....	36
2.5.Desempenho dos sistemas fotovoltaicos.....	37
2.5.1.Rendimento energético (Yield).....	38
2.5.2.Taxa de desempenho (PR = Performance Ratio) .....	38
2.5.3.Fator de dimensionamento do inversor (FDI) .....	39
2.5.4.Fator de capacidade (FC) .....	40
2.5.5.Perdas por sombreamento.....	41
2.6.Sistemas fotovoltaicos.....	41
2.6.1.Fixos .....	41
2.6.2.Seguidores de um eixo .....	42
2.6.3.Seguidores de dois eixos .....	43
2.6.4.Comparação de desempenho.....	43
2.7.Avaliação econômica .....	45
2.7.1.Valor presente líquido .....	45
2.7.2.Taxa interna de retorno.....	46
2.7.3.Tempo de retorno de investimento .....	46
2.7.4.Custo nivelado da energia (Levelized Cost of Energy - LCOE) .....	47
3.Metodologia.....	49
3.1.Características geográficas e climáticas do local .....	51
3.1.1.Disponibilidade do recurso solar na cidade de Jaguari - RS. ....	51
3.2.Módulos utilizados.....	55
3.3.Inversor utilizado .....	57
3.4.Estruturas de fixação.....	58
3.4.1.Estrutura fixa .....	58
3.4.2.Estrutura com seguidor de um eixo .....	61
3.4.3.Estrutura com seguidor de dois eixos.....	64
3.5.Layouts considerados .....	67

3.6.Análise técnica .....	68
3.7.Análise econômica – custos gerais considerados .....	68
4.Resultados .....	71
4.1.Irradiação .....	71
4.2.Efeito do sombreamento (inverno x verão).....	75
4.3.Escolha dos layouts utilizados .....	76
4.3.1.Sistema fixo de silício multicristalino .....	76
4.3.2.Sistema fixo de telureto de cádmio.....	80
4.3.3.Sistema seguidor de um eixo de silício multicristalino .....	84
4.3.4.Sistema seguidor de um eixo de telureto de cádmio .....	86
4.3.5.Sistema seguidor de dois eixos de silício multicristalino ....	88
4.3.6.Sistema seguidor de dois eixos de telureto de cádmio .....	91
4.3.7.Resumo dos layouts escolhidos .....	94
4.4.Análise de LCOE.....	95
5.Conclusões .....	101
6.Referências Bibliográficas.....	105

## 1. Introdução

Com o suporte de políticas governamentais e aumento da competitividade econômica, a energia solar fotovoltaica (FV) é atualmente a fonte geradora de energia elétrica que mais cresce no mundo (REN21, 2015). O Brasil, tendo vasta extensão territorial e sendo privilegiado por grande disponibilidade de recurso solar, possui um futuro promissor nesta área.

Os incentivos no Brasil são dados através de programas, como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), estimulando a geração de energia por parte dos consumidores, utilizando fontes renováveis, como a energia solar, isenção de IPI, isenção de ICMS (em alguns estados), chamadas públicas da ANEEL, desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/TUSD), redução de imposto de importação, inclusão no programa Mais Alimentos<sup>1</sup>, além do apoio do BNDES entre outros. Com esses incentivos, a expectativa é que no ano de 2018 o Brasil assuma uma posição entre os 20 maiores países geradores de energia elétrica FV, atingindo 8,3 GWp em 2024 e com potencial para, até 2030, atingir o patamar de 23,5 GWp instalados, onde o Plano Nacional de Energia estima atender até 2050, 18% dos domicílios brasileiros através de energia solar FV (MME, 2015).

Ao iniciar o ano de 2017 no Brasil, existem aproximadamente 7.700 sistemas FV conectados à rede, variando entre sistemas residenciais e usinas solares fotovoltaicas (UFV), contabilizando cerca de 98 MWp instalados (ANEEL, 2017a, ANEEL, 2017b). Este valor, proporcionalmente às outras fontes geradoras de energia, equivale a apenas 0,06% de toda a energia elétrica gerada no país. Além destes sistemas em operação, já estão em fase de construção e projeto mais 111 UFVs, com cerca de 3 mil MW de potência outorgada, agregando mais diversidade e sustentabilidade para a matriz energética brasileira (ANEEL, 2017b). Leilões já realizados nos anos de 2014 e 2015, realizaram habilitação técnica de mais 1.165 empreendimentos fotovoltaicos,

---

<sup>1</sup> O Programa Mais Alimentos é um programa da Secretaria da Agricultura Familiar que possui uma linha de crédito do Pronaf para financiar possíveis investimentos em infraestrutura produtiva da propriedade familiar.

contabilizando mais de 3 GWp instalados (EPE, 2014 ;2015a; 2015b).

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnico-econômica da inserção de uma UFV de 2 MW na cidade de Jaguari - RS, fazendo comparação entre diferentes topologias, com módulos de duas tecnologias FV distintas acoplados a seguidores de um eixo, dois eixos e módulos fixos, utilizando as duas tecnologias mais comercializadas no mercado atualmente (silício cristalino e telureto de cádmio) (SOLAR FLARE, 2016). Para isso, se faz necessário um estudo prévio da disponibilidade do recurso solar, utilizando dados históricos de bancos de dados para o Brasil, além de dados próprios medidos por células de referência e piranômetros no local do estudo.

### **1.1. Estrutura do trabalho**

O capítulo 2 trata da revisão bibliográfica acerca do tema do trabalho, fazendo uma breve introdução à energia solar FV e conceituando todos os termos utilizados, como Yield, Performance Ratio (PR), Fator de Capacidade (FC), Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) e perdas por sombreamento, além de distinguir os diferentes tipos de sistemas a serem utilizados.

O capítulo 3 descreve a metodologia utilizada neste trabalho, envolvendo a especificação dos módulos, dos inversores e dos sistemas utilizados através dos dados de placa fornecidos pelos respectivos fabricantes, além como foi feita a análise das diferentes topologias.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos, como otimização e definição do layout de instalação de cada uma das seis topologias e os dados de irradiância medidos através de uma estação meteorológica local que foram utilizados para confrontar com os dados históricos de bancos de dados.

Por fim, o trabalho apresenta as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

### **1.2. Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnico-econômica da inserção de uma UFV de 2 MW na cidade de Jaguari - RS, fazendo comparação entre diferentes topologias, com módulos de duas tecnologias FV distintas acoplados a seguidores de um eixo, dois eixos e módulos fixos, utilizando as

duas tecnologias mais comercializadas no mercado atualmente (silício cristalino e telureto de cádmio) (SOLAR FLARE, 2016). Para isso, se faz necessário um estudo prévio da disponibilidade do recurso solar, utilizando dados históricos de bancos de dados para o Brasil, além de dados próprios medidos por células de referência e piranômetros no local do estudo.

#### 1.2.1. Objetivo principal

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a relação custo x benefício da instalação de uma UFV comparando três diferentes sistemas (estático, seguidor de um eixo e seguidor de dois eixos) com a mesma potência de 2 MW e utilizando duas diferentes tecnologias (silício multicristalino p-Si e filmes finos de telureto de cádmio CdTe) totalizando seis diferentes topologias de sistema.

#### 1.2.2. Objetivos específicos

- Analisar um ano de dados medidos através de sensores instalados na cidade de Jaguari-RS e comparar com bancos de dados históricos;
- Simular o desempenho dos geradores com os três diferentes sistemas de fixação dos módulos FV (estático, seguidor de um eixo e seguidor de dois eixos) e duas diferentes tecnologias de módulos FV (p-Si e CdTe), utilizando tanto os dados medidos quanto os dados históricos e comparando os resultados das simulações;
- Analisar o custo de instalação dos sistemas (“turn-key”), incluindo custo de mão de obra, estruturas e materiais necessários e estimar o custo de operação e manutenção dos geradores avaliados.



## 2. Referencial teórico

Neste capítulo são abordados os conceitos de energia solar fotovoltaica juntamente com algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos mais utilizados no mercado atualmente, a disponibilidade do recurso solar (irradiação solar) e os sistemas fotovoltaicos a serem implementados neste trabalho (fixo, seguidor de um eixo e seguidor de dois eixos)

### 2.1. Radiação solar

A radiação solar incidente na superfície externa da camada atmosférica possui um valor considerado constante, sendo de aproximadamente  $1367 \text{ W/m}^2$  (DE GOL *et al.*, 1987). Já a radiação total incidente na superfície da Terra é apenas parte da radiação solar total incidente no topo da camada atmosférica. Esta atenuação ocorre por processos físicos de espalhamento (reflexão e refração) e absorção e pode ser de até 25% (considerando um dia de céu limpo, com o sol a pino e localização próxima à linha do equador), chegando a  $1000 \text{ W/m}^2$  (DE GOL *et al.*, 1987).

A radiação incidente sob o plano da superfície terrestre é denominada de radiação global, com duas componentes, sendo elas a radiação direta, a radiação difusa e a radiação de albedo (este último quando a superfície é inclinada). A radiação direta é a radiação solar que incide, sem desvios, sobre a superfície provindo diretamente da direção do sol; a radiação difusa é aquela que vem de várias direções e é resultante dos espalhamentos devido à refração na atmosfera terrestre; o albedo, por sua vez, é a parte da radiação solar que incide sobre a superfície terrestre e é refletida pelo entorno, como vegetação, solo, obstáculos, etc (VIANA, 2010; PINHO e GALDINO, 2014). Todas estas componentes estão representadas na Figura 2.1.

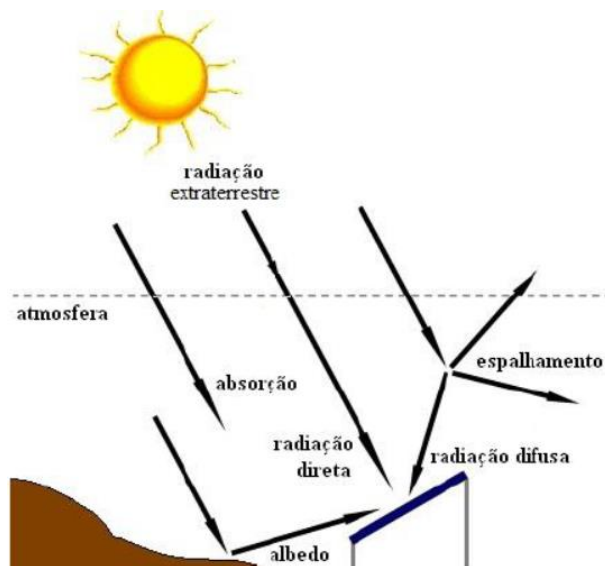


Figura 2.1 - Componentes da radiação solar que incide na superfície do módulo

Fonte: PINHO et al. (2008).

A curva ilustrada na Figura 2.2 representa a variação de irradiância global horizontal ideal ao longo de um dia com céu limpo, onde os valores máximos variam de acordo com o local estudado.

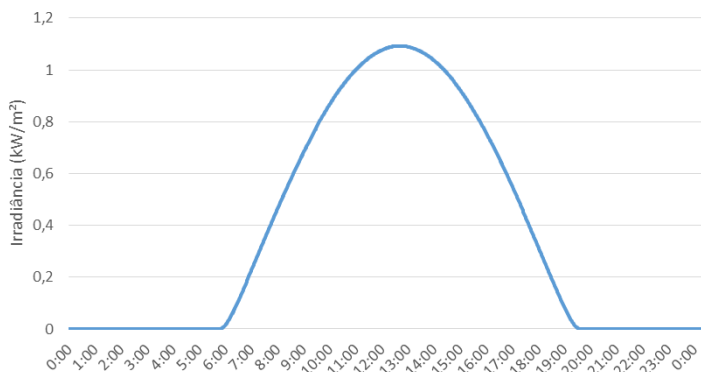


Figura 2.2 – Distribuição de irradiância global horizontal ao longo de um dia de céu limpo simulado através do software PVsyst para o município de Jaguari.

Fonte: Autoria própria.



A radiação global inclinada é a soma de parcelas da radiação direta e difusa que incidem no plano do módulo inclinado. Esta radiação é, sobretudo, significativa quando o módulo fotovoltaico é acoplado a um sistema seguidor de um ou dois eixos, tendo em vista que o primeiro acompanha apenas uma direção, ou o ângulo azimutal do sol ou o ângulo zenital, enquanto o segundo acompanha tanto o ângulo azimutal quanto o zenital.

O nível de irradiação solar incidente na superfície do módulo influencia diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico. Nas condições padrão de teste (STC – *Standard Test Conditions*) os módulos são testados sob um nível de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>. Contudo, em campo, os valores de irradiância variam ao longo do dia, tornando a geração solar uma fonte intermitente. Por isso é importante possuir os dados de irradiação solar medidos através de sensores no local a ser estudado. No entanto, nem sempre é possível contar com medições locais em terra, principalmente em países com vasta extensão territorial, como o Brasil. Nesse caso, podem ser utilizados bancos de dados históricos, que fazem utilização de modelos de satélite para estimar o potencial do recurso solar. Dentre os bancos de dados, pode-se citar:

INPE – Atlas Brasileiro de Energia Solar: Apresenta dados de irradiação obtidos através de uma série histórica de imagens de satélite geoestacionário, com medições de julho de 1995 a dezembro de 2005 (PEREIRA *et al.*, 2006).

NREL: Apresenta dados médios de irradiação solar (modelo *Climatological Solar Radiation - CSR*), calculados através de valores médios climatológicos mensais de nuvens, vapor de água precipitável, aerossol, albedo e espessura da camada de ozônio (NREL, 2015).

NASA – Surface Meteorology and Solar Energy (SSE): Formado por dados provenientes de diversos programas de pesquisas com satélites desenvolvidos pela NASA, obtidos através de uma série histórica de imagens de satélite geoestacionário, com medições de julho de 1983 a junho de 2005 (NASA, 2015).

METEONORM: Conceituado banco de dados que contém valores medidos, baseados em medições de longo prazo (dez anos ou mais), realizados pelos serviços de meteorologia oficiais

dos respectivos países (METEONORM, 2015), porém não validado para o Brasil.

Dentre os quatro bancos de dados mencionados, três deles (INPE, NASA e NREL) podem ser acessados diretamente através do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) (SWERA, 2016), criado como projeto piloto com fundos do *Global Environment Facility* (GEF), enquanto o METEONORM é acessível apenas através do *software* pago (METEONORM, 2015).

## **2.2. Energia solar fotovoltaica**

O sol, como fonte primária e inesgotável na escala terrestre de tempo, fornece toda a energia necessária para a vida na Terra, tanto como fonte de calor quanto de luz e é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia.

A energia solar é uma fonte de energia limpa, podendo ser utilizada de forma direta através da conversão térmica (energia solar térmica) ou elétrica (energia solar fotovoltaica). A energia solar térmica é a conversão da irradiação solar diretamente em calor, através de coletores e concentradores térmicos. A energia solar fotovoltaica é a energia obtida diretamente do sol. O processo se dá através da incidência dos fótons em um material semicondutor. Esta conversão é um fenômeno físico, denominado de efeito fotovoltaico (GREEN, 1982), a qual é silenciosa e não poluente, além de apresentar grandes vantagens, como:

- É de extrema simplicidade de instalação e operação;
- Não faz uso de peças móveis;
- Possui uma característica modular de acordo com níveis de geração (de mW a MW);
- O prazo de instalação é curto;
- Possui um elevado grau de confiabilidade;
- Tem um baixo custo de manutenção.

## **2.3. Tecnologias fotovoltaicas**

Dentre os materiais semicondutores, o mais comumente utilizado é o silício. Porém, para que o efeito fotovoltaico seja

utilizado, o semicondutor é dopado<sup>2</sup> com outros componentes, como fósforo e boro. A unidade básica de conversão da energia solar fotovoltaica é a célula fotovoltaica, ilustrada pela Figura 2.3, que alcança valores de tensão em corrente contínua (c.c.) entre  $0,5 V_{c.c.}$  a  $1,5 V_{c.c.}$  para as tecnologias comercialmente disponíveis. Para elevar parâmetros elétricos (tensão e corrente), tornando-os adequados para o aproveitamento energético, a associação em série e/ou paralelo das células se faz necessária, onde esta associação constitui um módulo fotovoltaico (Figura 2.4) (ZILLES *et al.*, 2012).



*Figura 2.3 - Célula fotovoltaica de silício cristalino.  
Fonte: Castro (2014).*

---

<sup>2</sup> Processo de introduzir impurezas em um material, modificando de forma controlada suas propriedades.

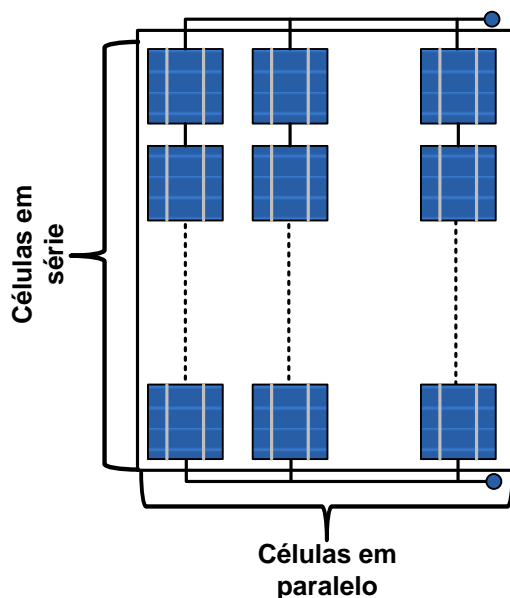


Figura 2.4 - Módulo fotovoltaico com associação de células em série e paralelo.

Fonte: Zilles et al. (2012).

De forma similar às conexões das células fotovoltaicas, os módulos ainda podem ser conectados em série e/ou paralelo, formando um arranjo para atingir uma potência mais elevada e níveis de tensão e corrente adequados para utilização dos equipamentos condicionadores de potência. Assim, a associação de vários módulos em série forma uma *string*, conforme a Figura 2.5.

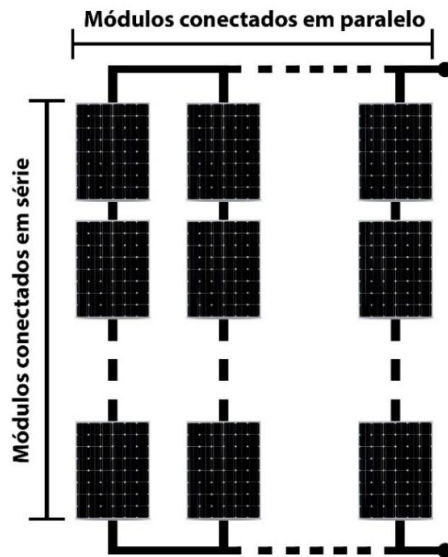


Figura 2.5 - Arranjo de módulos em série e paralelo.  
Fonte: Autoria própria.

Atualmente existem diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos. Além do silício, outros elementos e compostos podem ser empregados para construção de células fotovoltaicas, desde que estes materiais sejam aptos a absorver os fótons incidentes e gerar elétrons livres através do efeito fotovoltaico (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). Dentre as tecnologias existentes hoje, pode-se mencionar:

- Silício monocristalino (m-Si) – silício cristalino;
- Silício multicristalino (p-Si) – silício cristalino;
- Silício amorfo (a-Si) – filme fino;
- Telureto de cádmio (CdTe) – filme fino;
- Disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) – filme fino;

Diante da grande variedade de tecnologias, para o estudo de caso deste trabalho, somente foram avaliadas duas tecnologias (silício multicristalino e telureto de cádmio), que são as mais comercializadas atualmente considerando um representante de cada grupo (silício cristalino e filme fino) (SOLAR FLARE, 2016), como mostra a Figura 2.6.

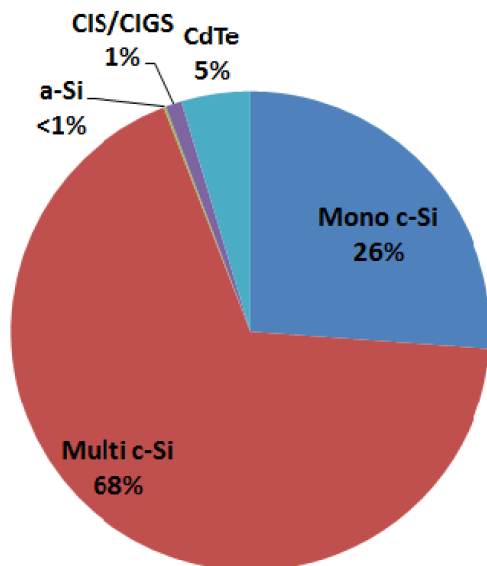


Figura 2.6 - Comércio de módulos fotovoltaicos em 2014.  
Fonte: Solar Flare (2016).

## 2.4. Inversores

Os inversores são equipamentos condicionadores de potência, responsáveis por fornecer energia elétrica em corrente alternada (c.a.), gerada a partir de uma fonte em corrente contínua (c.c.), como os módulos fotovoltaicos, com os parâmetros elétricos adequados à utilização final das cargas a serem energizadas. Existem ainda outros tipos de condicionadores de potência, mas para este estudo foi utilizado apenas o inversor

Para utilização em um sistema fotovoltaico, os inversores podem ser classificados basicamente entre inversores centrais, inversores *string* e microinversores.

Na aplicação de inversores centrais, uma grande quantidade de *strings* se conectam apenas a um inversor, consequentemente com corrente e tensão mais elevadas. Geralmente a potência destes inversores é da ordem de MW. Já na utilização de inversores *string*, somente poucas *strings* são conectadas a um inversor. No caso de sistemas maiores, o conjunto é dividido em subsistemas, havendo vários inversores

*string* em paralelo. Os microinversores por sua vez são dedicados à aplicação específica de um único módulo. Isto torna o custo do sistema mais caro, mas ao mesmo tempo conta com maior número de MPPTs<sup>3</sup>, além de reduzir as perdas por indisponibilidade; afinal, se um microinversor apresentar defeito, apenas uma pequena parcela do sistema será interrompida, além de que a substituição do mesmo é rápida. Já se um inversor central apresentar defeito, grande parcela ou total do sistema será interrompida, onde a substituição do mesmo requer mais tempo e necessita de mão de obra especializada (ROHOUMAA; MOLOKHIAB; ESURI, 2007; RABAÇA, 2014).

A Tabela 2.1 mostra alguns dos principais pontos na comparação dos inversores centrais com os demais.

*Tabela 2.1 - Prós e contras dos diferentes tipos de inversores.*

Fonte: Adaptado de Rabaça (2014).

<b>Inversor central</b>		<b>Inversor string / microinversor</b>	
Prós	Contras	Prós	Contras
Requer menos conexões	Tem maior custo de instalação	Possui maior quantidade de MPPT	Requer mais conexões
Tem maior Eficiência	Tem maior custo em cabeamento	Instalação mais simples	É mais caro
É mais barato	Requer mão de obra mais especializada para instalação	Requer menos espaço	Tem menor eficiência

## 2.5. Desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Para avaliar o desempenho dos sistemas FV, são bastante utilizadas duas figuras de mérito: rendimento energético (yield) e taxa de desempenho (PR = Performance Ratio) além de outros fatores.

<sup>3</sup> MPPT: Maximum Power Point Tracker (ou buscador do ponto de máxima potência). É um dispositivo que é intrínseco à maioria dos inversores atuais. Serve para otimizar a operação dos módulos acoplados ao inversor, buscando o ponto de máxima potência na curva IxV, alterando os níveis de tensão e corrente.

### 2.5.1. Rendimento energético (Yield)

O rendimento energético (consagrado na literatura especializada pelo termo em inglês “yield”) representa a produtividade do sistema e é definido como a geração do sistema (kWh) para um determinado período, normalizado em relação à potência c.c. instalada (kWp), representando o quanto de energia elétrica o sistema produz por unidade de potência nominal instalada (kWh/kWp), dada pela Equação (1). Assim, o yield permite comparar sistemas fotovoltaicos com diferentes topologias, porém instalados em um mesmo local (MARION *et al.*, 2005; KYMAKIS; KALYKAKIS; PAPAZOGLU, 2009).

$$Yield = \frac{E}{P_{c.c.}} \quad \text{Equação (1)}$$

Onde:

Yield: Rendimento energético, ou produtividade do sistema

E: Energia gerada (kWh) no período analisado

P<sub>c.c.</sub>: Potência nominal instalada do sistema (kWp)

### 2.5.2. Taxa de desempenho (PR = Performance Ratio)

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pelo coeficiente ou taxa de desempenho (consagrado na literatura especializada pelo termo em inglês “Performance Ratio” – PR), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. A PR é um parâmetro muito utilizado, pois permite comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avalia a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação. A PR contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão, devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras. A eficiência dos módulos – e o consequente desempenho do sistema – é afetada negativamente pelo aumento da temperatura de operação (SKOPLAKI E PALYVOS, 2009a,b; MARION *et al.*, 2005; KYMAKIS; KALYKAKIS; PAPAZOGLU, 2009).

A PR ainda pode ser subdividida entre a Performance Ratio c.c. (PR<sub>c.c.</sub>), que como o nome indica, utiliza os dados medidos na parte c.c. do sistema, ou seja, não leva em consideração as perdas por eficiência do inversor; e a PR<sub>c.a.</sub>, que



leva em consideração todas as perdas, sendo a  $PR_{c.a.}$  normalmente utilizada na avaliação do desempenho de um gerador solar fotovoltaico.

Contudo, o cálculo simples de  $PR_{c.c.}$  e  $PR_{c.a.}$  não se mostra conveniente para análises em um curto período (dia, semana, mês), pois são dependentes das condições climáticas do local. Assim, alguns estudos utilizam ainda a  $PR_{STC}$ , que é a PR do sistema desconsiderando as estas perdas devido às condições climáticas, ou seja, desvencilhando a análise do local de estudo e do tempo (MARTÍNEZ-MORENO *et al.*, 2014)

### 2.5.3. Fator de dimensionamento do inversor (FDI)

Um aspecto importante que influencia na  $PR_{c.a.}$  é o carregamento do inversor, ou fator de dimensionamento do inversor (FDI). Este carregamento é calculado como sendo a razão entre a potência nominal de saída do inversor (c.a.) e a potência de pico instalada do gerador FV, conforme a Equação (2).

$$FDI = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad \text{Equação (2)}$$

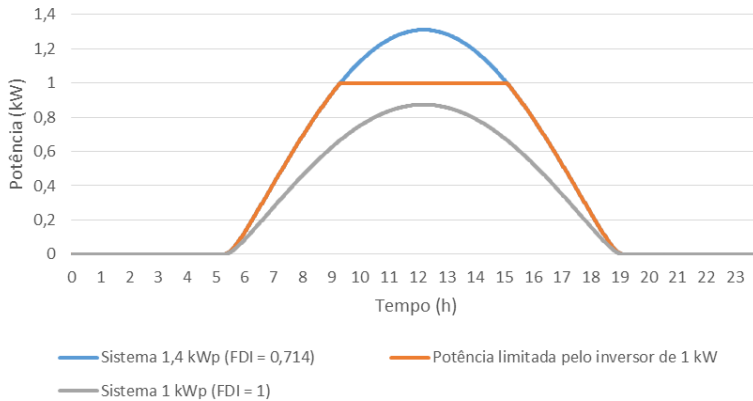
Onde:

FDI: Fator de dimensionamento do inversor (adimensional);

$P_{c.a.}$ : Potência nominal de saída do inversor, em c.a. (kW);

$P_{c.c.}$ : Potência nominal instalada do sistema (kWp).

Em situações em que a potência do gerador FV ultrapassa a potência máxima de entrada do inversor, independente da potência do painel, a corrente de saída do inversor é sempre limitada ao seu valor máximo. Nestas situações quando o painel FV tem potência superior à potência do inversor, o inversor modula seu ponto de MPPT de modo a não ultrapassar os seus limites máximos de potência (Figura 2.7), estando o módulo FV, neste momento, em um ponto da curva  $I \times V$  que não será o ponto ótimo de operação.



*Figura 2.7 - Comparação de diferentes FDI's*  
*Fonte: Autoria própria.*

Mesmo com esta limitação da potência c.c., é recomendado o sobrecarregamento do inversor dentro de uma certa faixa de valores ( $FDI = 0,6$  a  $1,0$ ), dependendo de condições meteorológicas e de instalação dos módulos, que influenciam diretamente no nível de radiação solar incidente no plano coletor (MACÊDO; ZILLES, 2007; BURGER; RÜTHER, 2006).

#### 2.5.4. Fator de capacidade (FC)

Este indicador adimensional representa a relação entre a produção efetiva de uma usina de geração de energia elétrica e a produção máxima de energia, operando continuamente em capacidade nominal no mesmo período analisado, tipicamente um ano (EPE, 2015b). Assim, o fator de capacidade pode ser calculado pela Equação (3).

$$FC = \frac{E_{ef}}{E_{m\acute{a}x}} \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

FC: Fator de capacidade (adimensional);

$E_{ef}$ : Energia efetivamente produzida pela usina, geralmente no período de um ano (MWh), considerando a taxa de desempenho do sistema;

$E_{m\acute{a}x}$ : Energia máxima teoricamente produzida caso a usina operasse sempre em potência nominal, considerando o mesmo

período da  $E_{ef}$  (MWh), desconsiderando a taxa de desempenho do sistema.

#### 2.5.5. Perdas por sombreamento

Em módulos de silício cristalino e de filme fino, as células são conectadas eletricamente em série e, como em uma fonte de energia elétrica qualquer, a corrente que circula em uma ligação em série é a mesma enquanto que os níveis de tensão são somados.

Um módulo fotovoltaico é definido como uma fonte de corrente e o valor da corrente é diretamente proporcional à irradiância incidente. Assim, quando uma célula é sombreada, a corrente que ela irá produzir diminuirá e, como consequência, a corrente das outras células será limitada, de modo geral, pelo menor valor (corrente da célula sombreada). Normalmente, os módulos de silício cristalino vêm munidos de três diodos de *bypass*<sup>4</sup>. Com estes diodos, se uma ou mais células de um submódulo são sombreadas, as demais células pertencentes aos outros submódulos não serão afetadas (WOYTE; NIJS; BELMANS, 2003).

### 2.6. Sistemas fotovoltaicos

Os geradores, ou sistemas solares fotovoltaicos podem ser fixos ou móveis. No caso de sistemas móveis, o deslocamento do arranjo fotovoltaico para seguir a trajetória aparente do sol pode se dar em um ou em dois eixos.

#### 2.6.1. Fixos

Os sistemas fixos ou estacionários (Figura 2.8) são constituídos por elementos lineares, com estruturas de suporte que podem ser de aço, alumínio ou até madeira formando as mesas (como pilares e vigas). Os elementos que formam as mesas recebem os módulos fotovoltaicos, que são devidamente fixados por grampos específicos, variando de acordo com o fabricante. Os pilares funcionam também como elementos de fundação, podendo ser cravados diretamente no solo.

---

<sup>4</sup> Diodos de *bypass*: são diodos de desvio, responsáveis por dividir os módulos fotovoltaicos em submódulos, amenizando o impacto do sombreamento e/ou sujeira e reduzindo as perdas do sistema.

As mesas são geralmente alinhadas na direção leste-oeste, e orientadas para o norte ou sul, de acordo com a localização geográfica do sistema, com a inclinação dos módulos em geral igual ao valor da latitude, com no mínimo 10 graus no caso de localidades em baixas latitudes.



*Figura 2.8 - Sistema fotovoltaico fixo.  
Fonte: Autoria própria.*

A quantidade de módulos por mesa varia de acordo com o projeto, podendo ser equivalente ao número de módulos de uma *string* ou múltiplos.

#### 2.6.2. Seguidores de um eixo

De modo similar ao sistema fixo, os sistemas seguidores de um eixo (Figura 2.9) são constituídos normalmente por vigas e pilares, também cravados no solo. A diferença é que estes sistemas apresentam um eixo cilíndrico que, quando acionado, promove a rotação de uma ou mais mesas, dependendo do sistema.

Os seguidores de um eixo podem ter seu alinhamento na direção leste-oeste (com seguidor zenital), ou na direção norte-sul (com seguidor azimutal), onde normalmente os eixos são paralelos ao plano horizontal. Porém, alguns fabricantes ainda fornecem seguidores de um eixo inclinado.



*Figura 2.9 – Sistema fotovoltaico seguidor de um eixo.*

*Fonte: Mecasolar (2016a).*

#### 2.6.3. Seguidores de dois eixos

Os sistemas seguidores de dois eixos (Figura 2.10) seguem o princípio de funcionamento dos seguidores de um eixo, somando as características de seguimento tanto azimuthal quanto zenital. Estes seguidores são alinhados exatamente com a posição do sol, tanto diária quanto sazonal, tendo um melhor aproveitamento do recurso solar. Nesta configuração, uma mesa é inteiramente montada sobre um eixo único.



*Figura 2.10 – Sistema fotovoltaico seguidor de dois eixos.*

*Fonte: Mecasolar (2016a).*

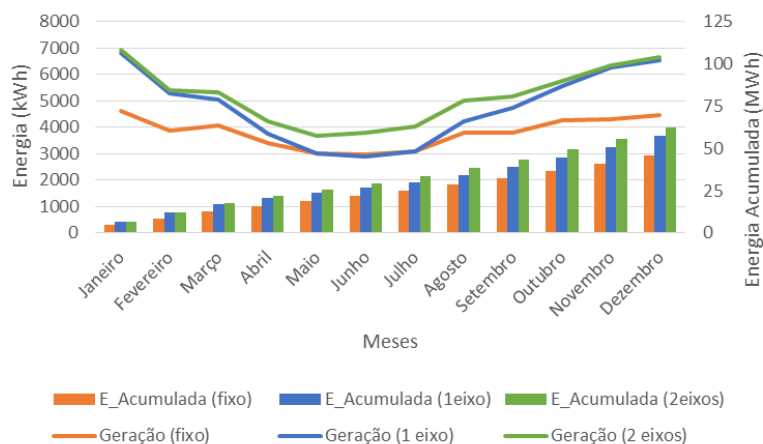
#### 2.6.4. Comparação de desempenho

Conforme descritos anteriormente, cada sistema possui sua peculiaridade, onde é de se esperar que o sistema de dois eixos apresente uma taxa de desempenho mais elevada, uma vez que há a correção contínua do posicionamento dos módulos visando a incidência normal da radiação direta, resultando em um melhor aproveitamento do recurso solar anual.

Os seguidores de um eixo também fazem a correção do posicionamento dos módulos. Porém, como o próprio nome sugere, em apenas um eixo, variando diariamente ou sazonalmente dependendo do seu sistema, visando um melhor aproveitamento anual do recurso solar, contudo, menor quando comparado ao seguidor de dois eixos.

Em termos de aproveitamento do recurso solar anual, os sistemas fixos devem ter sua otimização feita logo no projeto, visto que, uma vez instalados, não haverá possibilidade de alteração (GÓMEZ-GIL; WANG; BARNETT, 2012).

A Figura 2.11, obtida através de simulação, ilustra a diferença esperada de aproveitamento do recurso solar entre um sistema fixo, seguidor de um eixo e seguidor de dois eixos com uma mesma potência instalada de aproximadamente 29 kWp para o município de Jaguari-RS, impactando diretamente na energia elétrica gerada, onde as linhas representam a energia gerada mensalmente e as barras representam a energia gerada acumulada.



**Figura 2.11 - Comparação de desempenho entre sistemas fixos, seguidores de um eixo e seguidores de dois eixos para um sistema de aproximadamente 29 kWp no município de Jaguari.**  
 Fonte: Autoria própria.

Conforme citado anteriormente, um dos problemas que os sistemas fotovoltaicos enfrentam é a perda por sombreamento, normalmente ocasionada em certas horas do dia. Para reduzir

este impacto, alguns sistemas de rastreamento contam com um regulador adicional para realizar o *backtracking*, podendo ser implementado tanto em seguidores de um eixo como de dois eixos.

Os sistemas com *backtracking* possuem um controlador que impede a formação de sombras causadas pelos módulos das fileiras seguintes, que ocorrem geralmente no início ou no final do dia, quando o sol está em um ângulo zenital menor. Ou seja, o *backtracking* opera paralelamente ao seguidor solar, rotacionando as mesas e visando o melhor aproveitamento do sol, reduzindo o efeito do sombreamento (PANICO *et al.*, 1991; LORENZO; NARVARTE; MUÑOZ, 2011). Nem todo rastreador possui um sistema de *backtracking*, sendo uma funcionalidade definida pelo fabricante da estrutura.

## **2.7. Avaliação econômica**

A avaliação econômica de uma operação envolve, necessariamente, três principais variáveis, sendo elas: o fluxo de caixa, a taxa de juros e o período a ser analisado na operação, onde o fluxo de caixa representa as entradas e saídas de dinheiro ao longo do tempo, devendo ocorrer pelo menos uma entrada e uma saída, representando a projeção de lucro líquido.

Para realizar uma avaliação econômica, podem ser usadas diferentes metodologias de avaliação de investimentos, como valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno de investimento (*payback time*) (HARVEY, 2001).

Para sistemas de geração de energia elétrica, o custo nivelado da energia (LCOE – *Levelysed Cost of Energy*) é uma métrica primária muito utilizada para obter uma avaliação econômica do sistema. Um valor relativamente baixo de LCOE indica que o sistema é mais rentável, aumentando a atratividade para o investidor. Em contrapartida, valores altos de LCOE indicam uma menor atratividade e menos rentabilidade do sistema, aumentando o tempo de retorno de investimento.

### **2.7.1. Valor presente líquido**

O valor presente líquido é o somatório de todos os valores de entradas e saídas futuras do fluxo de caixa, durante todo o tempo de vida útil da operação, e trazidos para o presente,

considerando uma taxa de juros para a correção do valor do dinheiro no tempo (CRUNDWELL, 2008; AVILA, 2012). Seu valor é calculado com base na seguinte Equação(3):

$$VPL = F_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+j)^t} \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

$F_0$ : valor de investimento inicial da operação;

$t$ : período considerado, onde  $T$  é tempo máximo de vida útil do empreendimento;

$F_t$ : fluxo de caixa da operação no período  $t$ ;

$j$ : taxa de desconto, que pode ser considerada a taxa mínima de atratividade (TMA), a qual é a menor taxa que um investidor aceita como sua rentabilidade da operação em questão (CASAROTTO FILHO; KOPITKE, 1994).

### 2.7.2. Taxa interna de retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a rentabilidade de um projeto que, quando aplicada a um fluxo de caixa faz com que todos os custos e receitas desse projeto sejam igualmente trazidos para o tempo presente. Basicamente, um projeto é mais atrativo quanto maior for o valor da TIR em relação à TMA. Matematicamente, a TIR é uma taxa de desconto utilizada para o cálculo do VPL e que faça com que o seu valor seja anulado (HOJI, 2012), ou seja, quando a equação do VPL é igualada a zero.

### 2.7.3. Tempo de retorno de investimento

O tempo de retorno de investimento (*payback time*) é simplesmente o tempo necessário para que um projeto zere o fluxo de caixa, que significa o tempo em que o somatório de todas as receitas se igualem aos custos e é uma técnica de análise alternativa ao método do VPL. A análise do tempo de retorno de investimento pode ser desconsiderando o valor do dinheiro no tempo (*payback* simples) ou considerando a TMA para o projeto (*payback* descontado) (BHANDARI *et al.*, 2015; HOJI, 2012).

O tempo de retorno de investimento é pouco utilizado para determinar um melhor ou pior investimento a ser feito, pois não considera os fluxos de caixa posteriores ao ano de recuperação, tornando a conclusão de seus resultados relativa.



#### 2.7.4. Custo nivelado da energia (Levelized Cost of Energy - LCOE)

A metodologia do custo nivelado da energia é bastante utilizada para obter o custo efetivo de diferentes fontes de geração de energia elétrica. O cálculo do LCOE é uma relação entre todos os custos contabilizados durante o período de vida útil do sistema e a energia total gerada durante este mesmo período. Esta métrica permite comparar diferentes tecnologias e fontes de energia elétrica, com diferentes tempos de vida útil, diferentes tamanhos, capacidades instaladas e diferentes custos de investimento inicial, de riscos, e de retorno (BRANKER, PATHAK, PEARCE, 2011; SAID, EL-SHIMY, ABDELRAHEEM, 2015; BORTOLINI, GAMBERI, GRAZIANI, 2014).

O LCOE pode ser calculado segundo a Equação (4):

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t * (1+i)^t}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+j)^t}} \quad \text{Equação (4)}$$

Onde:

t: período considerado, onde T é tempo máximo de vida útil do empreendimento;

C<sub>t</sub>: custos do empreendimento no período t;

i: inflação considerada;

E<sub>t</sub>: energia gerada pelo empreendimento no período t;

d: depreciação do sistema FV;

j: taxa de desconto, onde pode ser considerada a TMA.

Para os sistemas FV os maiores custos estão no investimento inicial do sistema, pois os custos de operação e manutenção são relativamente baixos, aproximadamente 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014).



### 3. Metodologia

O método utilizado neste trabalho para a definição da melhor topologia a ser utilizada, de acordo com a análise técnico-econômica, segue o fluxograma ilustrado na Figura 3.1.

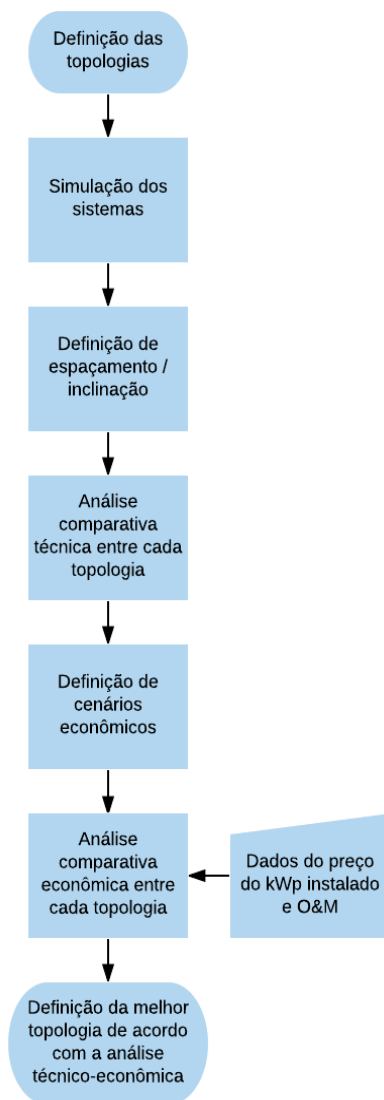


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia.  
Fonte: Autoria própria.

Com o objetivo de realizar a avaliação técnica e econômica da implementação de uma usina solar fotovoltaica de 2 MWp<sup>5</sup>, algumas considerações devem ser feitas.

Como citado nos objetivos deste trabalho, foram comparadas seis diferentes topologias de sistemas, utilizando duas tecnologias e três formas de acoplamento, sendo um sistema com módulos fixos, onde os módulos permanecem estáticos de acordo com a posição inicial instalada, outro com módulos acoplados a seguidor de um eixo, onde os módulos acompanham o deslocamento azimutal do sol ao longo do dia (de leste para oeste) e fixos no eixo zenital (norte e sul) e um terceiro com os módulos acoplados a um seguidor de dois eixos, acompanhando tanto o percurso azimutal diário do sol quanto o zenital ao longo dos meses. Além disso, em todos os casos foi utilizada uma mesma potência de 2 MW e os mesmos inversores, variando-se o FDI de acordo com o sistema.

Para a análise técnica foi utilizado o software PVsyst®, a fim de realizar as simulações para cada topologia. Assim, é possível inserir todas as variáveis climáticas necessárias para a simulação (irradiação, temperatura e velocidade do vento) e os parâmetros elétricos e físicos do sistema, como tipo e quantidade de módulos e inversores a serem utilizados além de definir o layout da usina e potência instalada, incluindo o padrão de ligação elétrica dos módulos. Como resultado da simulação, obteve-se a energia elétrica gerada e todas as perdas associadas ao sistema, inclusive as perdas por sombreamento de acordo com a proximidade entre as mesas de módulos (*pitch*).

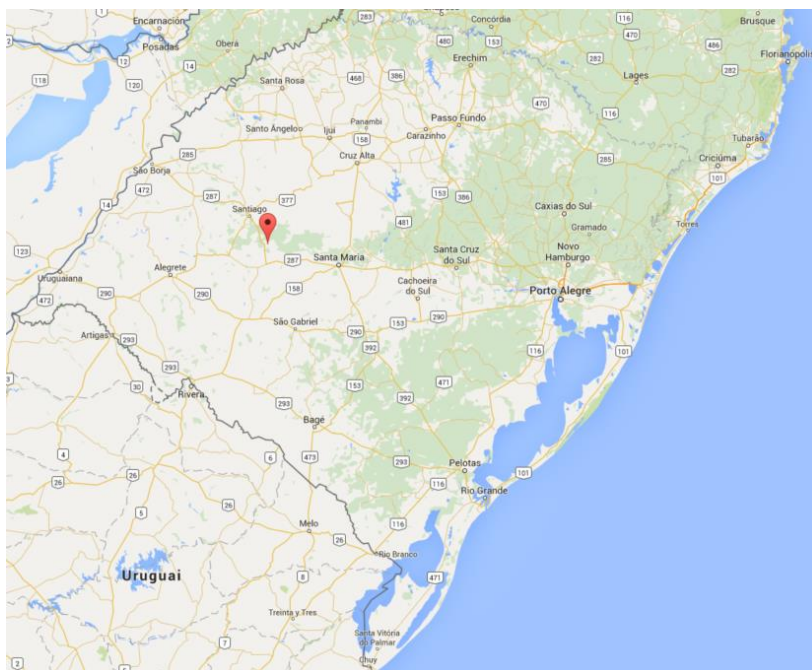
Para a análise econômica, foram considerados o preço dos equipamentos, materiais e mão de obra necessária para a instalação do sistema, assim como os custos futuros de operação, manutenção e reposição de peças e equipamentos, o custo de ocupação do terreno por m<sup>2</sup>, a produtividade mensal (kWh/kWp/mês) e PR obtidas através da análise técnica dos sistemas propostos.

---

<sup>5</sup> Esta potência específica de 2 MWp foi considerada pois existe grande potencial para que o sistema seja efetivamente instalado.

### 3.1. Características geográficas e climáticas do local

O município de Jaguari fica localizado no estado do Rio Grande do Sul e pertence à microrregião de Santa Maria, distante aproximadamente 400 km de Porto Alegre, com coordenadas aproximadas (29,49°S 54,69°O) (Figura 3.2) a 160 m de altitude, com um clima subtropical. Sua extensão territorial, segundo o IBGE, é de 673,401 km<sup>2</sup> e conta com uma população de 11.473 habitantes.



*Figura 3.2 - Localização geográfica de Jaguari  
Fonte: Google Maps (2016).*

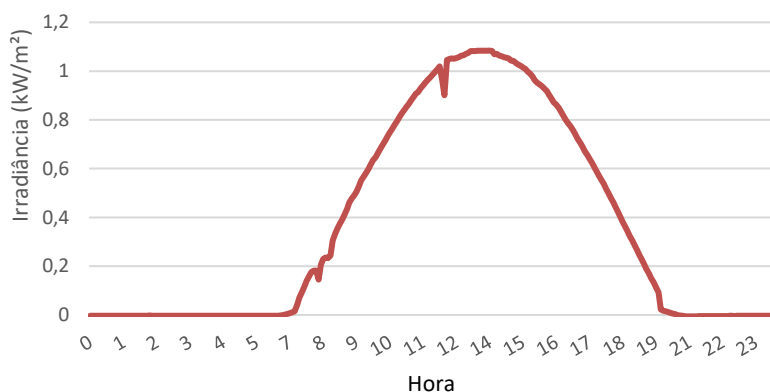
No município de Jaguari, se encontra a Usina Hidrelétrica de Furnas do Segredo, uma pequena central hidrelétrica (PCH), localizada no Rio Jaguari, capaz de gerar 9.800 kW de potência.

#### 3.1.1. Disponibilidade do recurso solar em Jaguari - RS

Para realizar estudos sobre a climatologia do país, estações meteorológicas terrestres são instaladas em diversos locais, para

de obter dados acerca de índices pluviométricos, incidência da radiação solar, velocidade e direção do vento, índice de umidade relativa, quantidade e intensidade de descargas atmosféricas, dentre outros. Para este trabalho, será dado o enfoque na radiação solar.

A Figura 3.3 ilustra o perfil de radiação solar em Jaguari no dia 18 de fevereiro de 2016 com céu limpo, medido através de um piranômetro instalado no local. Como naquela data o sistema estava em horário de verão, o gráfico está deslocado em uma hora para a direita.



*Figura 3.3 - Perfil de irradiação global horizontal na cidade de Jaguari no dia 18 de fevereiro de 2016 com céu limpo.  
Fonte: Autoria própria.*

Os dados meteorológicos do município foram adquiridos através de uma estação solarimétrica instalada no local em janeiro de 2016.

Além de medições locais, os dados históricos de radiação solar podem ser obtidos através de bancos de dados disponibilizados de forma gratuita ou, em alguns casos, através de licenças pagas. A Tabela 3.1 contém dados de médias mensais para irradiação solar da cidade de Jaguari, obtidos através dos seguintes bancos de dados: INPE (PEREIRA *et al.*, 2006), NREL (NREL, 2015), NASA (NASA, 2015) e Meteonorm (METEONORM, 2015).

*Tabela 3.1 - Valores médios históricos de irradiação global horizontal dos bancos de dados.*

<b>Mês</b>	<b>METEONORM</b>	<b>INPE</b>	<b>NASA</b>	<b>NREL</b>
<b>Jan</b>	6,68	5,96	6,53	7,58
<b>Fev</b>	6,04	5,8	5,77	6,71
<b>Mar</b>	5,39	5,31	4,96	5,8
<b>Abr</b>	4,3	4,21	3,75	4,17
<b>Mai</b>	3,19	3,3	3,17	3,51
<b>Jun</b>	2,67	2,6	2,59	2,86
<b>Jul</b>	2,81	2,83	2,84	3,12
<b>Ago</b>	3,39	3,94	3,63	3,74
<b>Set</b>	4,33	4,66	4,34	4,79
<b>Out</b>	5,45	5,05	5,23	6,07
<b>Nov</b>	6,5	6,74	6,33	7,07
<b>Dez</b>	7,16	6,89	6,83	7,46
<b>Média</b>	4,83	4,77	4,66	5,24

De acordo com os dados históricos apresentados na Tabela 3.1, o período em que a região sul do Brasil registra maiores índices de irradiação é durante os meses novembro, dezembro e janeiro. Este fato pode ser comprovado através de medições realizadas por uma célula de referência acoplada a um seguidor de dois eixos já instalado no local de estudo (Figura 3.4).



*Figura 3.4 - Foto do seguidor de dois eixos instalado em Jaguari-RS.  
Fonte: Autoria própria.*

Este seguidor contém 48 módulos de silício multicristalino de 245 Wp, totalizando 11,76 kWp e é do mesmo modelo analisado neste trabalho.

Os dados medidos pela célula de referência acoplada ao seguidor representam a irradiância global inclinada, incidente no plano dos módulos. Estes dados foram tratados e foi feita uma transposição inversa utilizando o software PVSyst para obter os valores de irradiação global horizontal.

Estes dados foram confrontados com os bancos de dados históricos para que se tenha uma estimativa da aproximação destes com os valores reais medidos, considerando um período longo. Porém, apenas um ano de medição, comparado com uma média de dez anos estimados por satélite, não é suficiente para garantir que os bancos de dados reflitam os índices reais de irradiação para a região.

Além do sensor acoplado diretamente ao seguidor, ao lado deste sistema foi instalada uma estação meteorológica (Figura 3.5) em fevereiro de 2016, contendo um piranômetro inclinado a 29° para medição de irradiação solar global no plano inclinado, um piranômetro horizontal para medição de irradiação solar global horizontal, um sensor SPN1, para medição irradiação solar direta e difusa, duas células de referência inclinadas também a 29°, sendo uma limpa e uma suja<sup>6</sup> para medição de irradiação solar global no plano inclinado, um sensor de temperatura ambiente, um anemômetro e um pluviômetro, além de contar com um *datalogger* para armazenamento dos dados adquiridos. Porém, devido a um defeito nos equipamentos causado por uma descarga atmosférica, não foi possível adquirir dados suficientes com período de um ano desta estação. Assim, os dados coletados pela célula de referência suja da estação meteorológica foram pontualmente comparados com os dados adquiridos pela célula de referência acoplada ao seguidor de dois eixos, para avaliar a diferença de desempenho entre um seguidor de dois eixos e um sistema fixo.

---

<sup>6</sup> Subentende-se por célula de referência limpa, um sensor que é limpo diariamente por intervenção humana. Por outro lado, a célula de referência suja não sofre qualquer intervenção humana, sendo limpa somente quando há ocorrência de chuva, de forma natural.





*Figura 3.5 - Estação meteorológica do município de Jaguari-RS.  
Fonte: Autoria própria.*

Como houve este problema com a estação solarimétrica do local onde não foi possível a medição de um ano de dados de irradiação solar, foram utilizadas as médias mensais de irradiação do INPE como dados de entrada para as simulações dos sistemas para o município de Jaguari.

### **3.2. Módulos utilizados**

Como citado anteriormente, foi avaliado o desempenho de duas tecnologias diferentes de módulos FV: silício multicristalino e telureto de cádmio, ilustrados pela Figura 3.6a e Figura 3.6b respectivamente.



a)



b)

Figura 3.6 - a) Módulo FV p-Si . b) Módulo FV CdTe .

Fonte: Yingli (2015) e FirstSolar (2015).

Os parâmetros elétricos e físicos dos módulos são apresentados na Tabela 3.2 e Tabela 3.3 a seguir.

Tabela 3.2 - Especificações elétricas e físicas do módulo p-Si.

Fonte: Yingli (2015).

Fabricante	Yingli Solar
Modelo	YL250P-29b
Potência de saída	250 Wp
Tolerância de potência de saída	0 / 5 W
V <sub>mp</sub>	30,4 V
I <sub>mp</sub>	8,24 A
V <sub>oc</sub>	38,4 V
I <sub>sc</sub>	8,79 A
Dimensões (LxCxE)	1650 x 990 x 40 mm

*Tabela 3.3 - Especificações elétricas e físicas do módulo CdTe.  
Fonte: FirstSolar (2015).*

<b>Fabricante</b>	<b>First Solar</b>
<b>Modelo</b>	FS-4100A
<b>Potência de saída</b>	100 Wp
<b>Tolerância de potência de saída</b>	0 / 5 W
<b>Vmp</b>	69,4 V
<b>Imp</b>	1,44 A
<b>Voc</b>	87,6 V
<b>Isc</b>	1,57 A
<b>Dimensões (LxCxE)</b>	1200 x 600 x 6,8 mm

### **3.3. Inversor utilizado**

Para o estudo de caso, foi utilizado um inversor central, modelo PVS800-57-1000kW-C (Figura 3.7) a fim de simplificar as simulações.



*Figura 3.7 - Inversor central PVS800-57-1000kW-C.  
Fonte: ABB (2014).*

Para todas as seis topologias, foi utilizado o mesmo modelo, pois o foco do trabalho foi realizar a comparação apenas entre as duas tecnologias de módulos fotovoltaicos indicados e as três diferentes formas de fixação destes módulos (módulos estacionários, acoplados a um seguidor de um eixo e acoplados a

um seguidor de dois eixos). A Tabela 3.4 apresenta os parâmetros elétricos e físicos do inversor utilizado.

*Tabela 3.4 - Parâmetros elétricos e físicos do inversor da ABB.  
Fonte: ABB (2014).*

<b>Fabricante</b>	<b>ABB</b>
<b>Modelo</b>	PVS800-57-1000kW-C
<b>Potência máxima de entrada</b>	1200 kWp
<b>Tensão de entrada (Vmpp)</b>	600 a 850 V
<b>Tensão máxima de entrada (c.c.)</b>	1100 V
<b>Corrente máxima de entrada (c.c.)</b>	1710 A
<b>Potência nominal de saída (Pc.a.)</b>	1000 kW
<b>Potência máxima de saída (Pmáx)</b>	1200 kW
<b>Corrente nominal de saída</b>	1445 A
<b>Tensão nominal de saída</b>	400 V
<b>Frequência</b>	50/60 Hz
<b>Distorção harmônica</b>	< 3%
<b>Eficiência máxima</b>	98,8%
<b>Eficiência euro</b>	98,6%
<b>Consumo em operação</b>	650 W
<b>Consumo em <i>stanby</i></b>	65 W

Sendo a potência nominal do inversor de 1000 kW, foram utilizados dois inversores para atingir a potência total de 2000 kW.

Para os sistemas fixos, cada inversor foi carregado com um FDI de 0,83, enquanto os sistemas seguidores de um e dois eixos foram carregados com um FDI unitário. A escolha deste FDI segue a diferença da geração de energia consequente da incidência de irradiação solar diária no plano coletor dos módulos nas diferentes topologias apresentadas (COSTA, 2010).

### **3.4. Estruturas de fixação**

Como foram comparados três sistemas distintos, esta seção trata individualmente os aspectos físicos de cada estrutura, onde cada sistema apresenta seu respectivo dimensionamento para os módulos de p-Si e CdTe separadamente.

#### **3.4.1. Estrutura fixa**

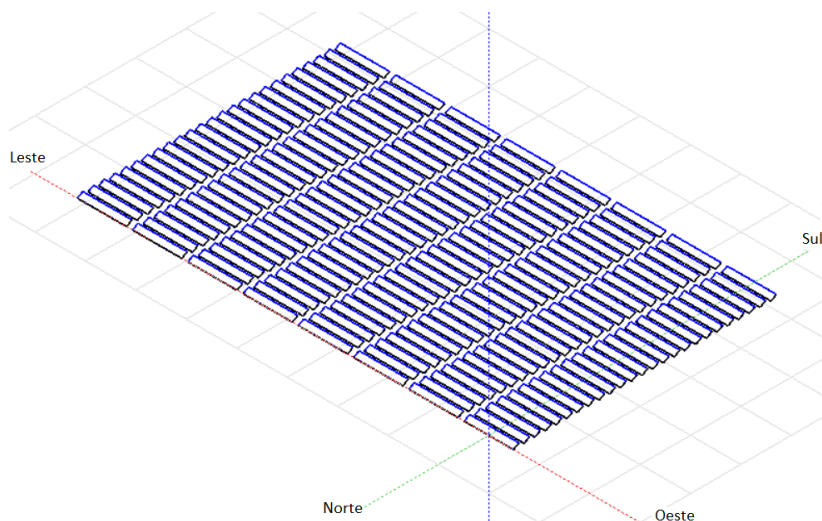
As estruturas utilizadas são da fabricante Schletter, modelo FS Uno (Figura 3.8), onde os módulos foram inclinados de acordo com uma análise de perdas realizada neste trabalho e direcionados para o Norte geográfico da Terra.



*Figura 3.8 - Estrutura estacionária da Schletter, modelo FS-Uno.  
Fonte: Schletter (2016).*

#### Módulos p-Si:

Ao total, são 200 mesas, onde cada uma contém 48 módulos, distribuídos em 24 colunas e duas linhas, sendo que os módulos de silício multicristalino são fixados em modo retrato. Cada mesa possui as dimensões de 24,24 m de largura e 3,3 m de comprimento. Ao total, foram utilizados 9.600 módulos, a fim de atingir a potência instalada de 2,4 MWp, visando o FDI de 0,83 para um melhor aproveitamento do recurso solar. A Figura 3.9 apresenta o esquemático de distribuição das mesas.

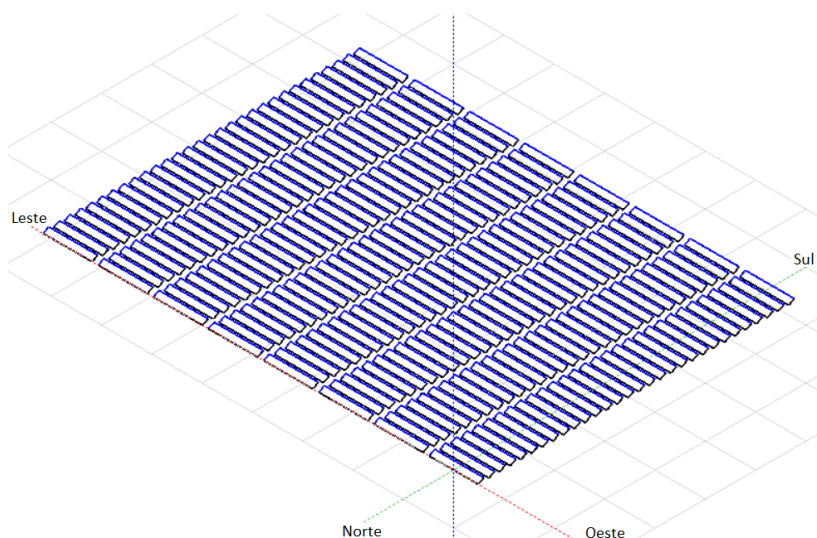


*Figura 3.9 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema fixo com módulos de p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

#### Módulos CdTe:

Ao total, são 240 mesas, onde cada uma contém 100 módulos, distribuídos em 20 colunas e cinco linhas, sendo que os módulos de telureto de cádmio são fixados em modo paisagem. Cada mesa possui as dimensões de 24,4 m de largura e 3,10 m de comprimento. Ao total, foram utilizados 24.000 módulos, a fim de atingir a potência instalada de 2,4 MWp, visando o FDI de 0,83 para um melhor aproveitamento do recurso solar. A Figura 3.10 apresenta o esquemático de distribuição das mesas.



*Figura 3.10 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema fixo com módulos de CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

#### 3.4.2. Estrutura com seguidor de um eixo

A estrutura utilizada é do fabricante STI Norland, modelo STi-H1250. O seguidor possui o eixo rotativo na posição horizontal no sentido norte-sul, rotacionando as mesas no sentido leste-oeste. O seguidor possui um acionamento rotativo eletromecânico com um motor de 250 W de potência, onde um motor consegue acionar a rotação de até 16 mesas. Cada mesa possui abertura máxima de rotação de  $110^\circ$  ( $-55^\circ$  a  $+55^\circ$ ) e, segundo o fabricante, o distanciamento máximo entre mesas é de 6 m e mínimo de 4 m.

O sistema seguidor utilizado neste modelo trabalha com um algoritmo de cálculo astronômico da trajetória solar e, paralelamente, utiliza o rastreamento no modo *backtracking*, para evitar o efeito de sombreamento entre as fileiras de módulos.

Além disso, este sistema conta com a função de abandeiramento<sup>7</sup>, servindo como proteção para a estrutura como um todo em situações de velocidades de vento elevadas.

---

<sup>7</sup> Função de abandeiramento: quando o vento atinge uma velocidade máxima permitida, o seguidor retorna as mesas para a posição

A Figura 3.11 ilustra o sistema seguidor de um eixo utilizado, com as 16 mesas de módulos e um conjunto acionador central.

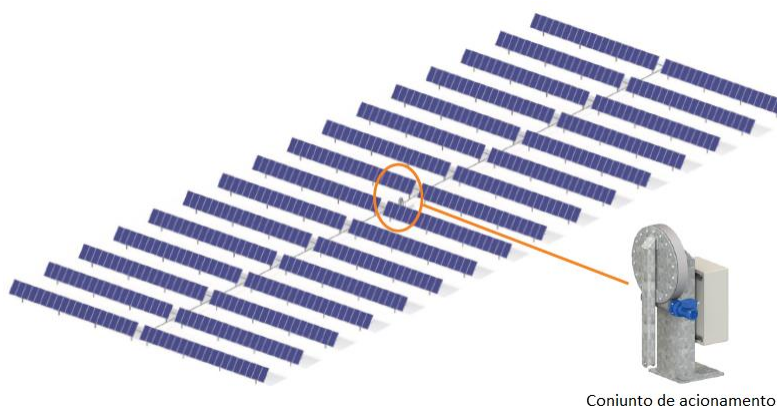


Figura 3.11 - Seguidor de um eixo modelo STi-H1250.  
Fonte: STI Norland (2016).

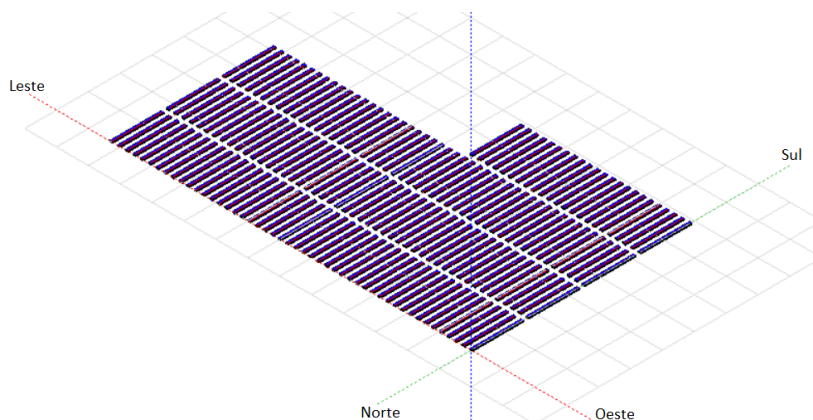
#### Módulos p-Si:

Ao total, são 167 mesas, onde cada uma contém 48 módulos, distribuídos em duas colunas e 24 linhas, sendo que os módulos de silício multicristalino são fixados em modo retrato. Cada mesa possui as dimensões de 39,84 m de largura e 2,00 m de comprimento, admitindo os módulos na posição horizontal. Cada seguidor compreende 16 mesas, com exceção do último que compreende sete mesas. Ao total, são utilizados 8.016 módulos distribuídos em 11 seguidores, a fim de atingir a potência instalada de 2 MWp, visando o FDI unitário. Diferentemente do sistema fixo, o sistema com rastreamento já possui um melhor aproveitamento do recurso solar, por isso optou-se por utilizar um FDI unitário. A Figura 3.12 apresenta o esquemático de distribuição das mesas.

---

horizontal, se protegendo contra acidentes mecânicos causados pelo vento.





*Figura 3.12 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de um eixo com módulos de p-Si.*

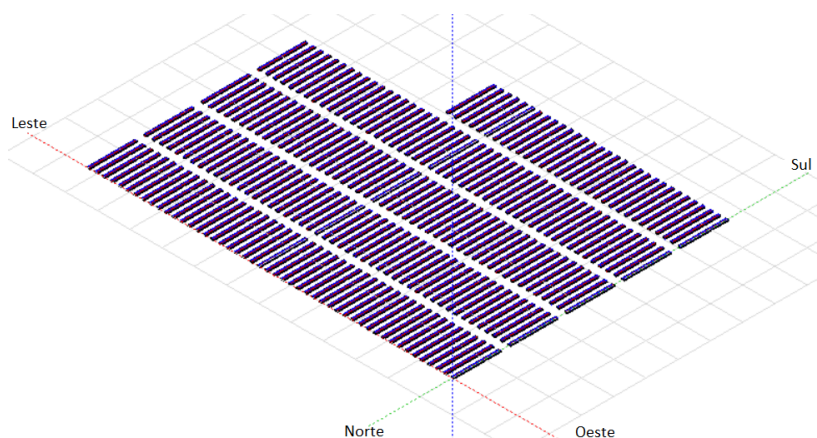
*Fonte: Autoria própria.*

#### Módulos CdTe:

Ao total, são 223 mesas, onde cada uma contém 90 módulos, distribuídos em três colunas e 30 linhas, sendo que os módulos de CdTe são fixados em modo retrato. Destas mesas, uma delas contém 70 módulos *dummy*<sup>8</sup>, sendo apenas 20 conectados eletricamente. Cada mesa possui as dimensões de 36,6 m de largura e 1,86 m de comprimento, admitindo os módulos na posição horizontal. Cada seguidor compreende 16 mesas, com exceção do último que compreende 15 mesas. Ao total, são utilizados 20.000 módulos distribuídos (mais 70 *dummy*) em 14 seguidores, a fim de atingir a potência instalada de 2 MWp, visando o FDI unitário. A Figura 3.13 apresenta o esquemático de distribuição das mesas.

---

<sup>8</sup> Módulos dummy: módulos que são instalados apenas para completar a estrutura física, como complemento estético ou de funcionalidade para o sistema, como compensação de peso, não estando eletricamente conectados ao arranjo fotovoltaico.



*Figura 3.13 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de um eixo com módulos de CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

#### 3.4.3. Estrutura com seguidor de dois eixos

A estrutura utilizada é do fabricante Meca Solar. O seguidor de dois eixos é do modelo MS-2E Tracker. O sistema possui uma estrutura em V metálica para a sustentar uma grelha de painéis comportando 46 módulos por seguidor. O seguimento é automático e possui motores trifásicos de aproximadamente 250W de potência para ambos os eixos.

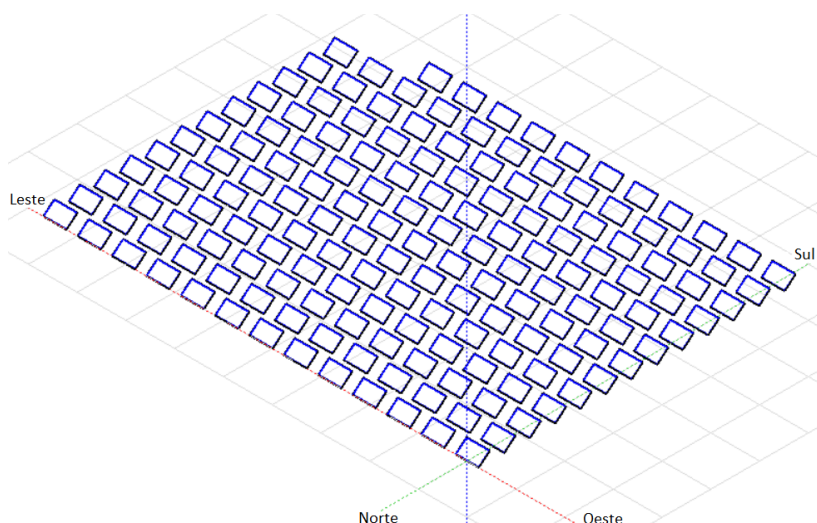
A Figura 3.14 ilustra o sistema seguidor de dois eixos utilizado, representando apenas uma mesa, contendo 46 módulos FV.



*Figura 3.14 - Seguidor de dois eixos modelo MS-2E Tracker.  
Fonte Mecasolar (2016b).*

#### Módulos p-Si:

Ao total, são 167 mesas, onde cada uma contém 48 módulos, distribuídos em sete colunas e sete linhas, com exceção de um módulo no centro da mesa, sendo que os módulos de silício multicristalino são fixados em modo paisagem. Cada mesa possui as dimensões de 11,62 m de largura e 7,07 m de comprimento, admitindo os módulos na posição horizontal. Cada seguidor compreende uma mesa. Ao total, são utilizados 8.016 módulos distribuídos em 167 seguidores, a fim de atingir a potência instalada de 2 MWp, visando o FDI unitário. A Figura 3.15 apresenta o esquemático de distribuição das mesas.

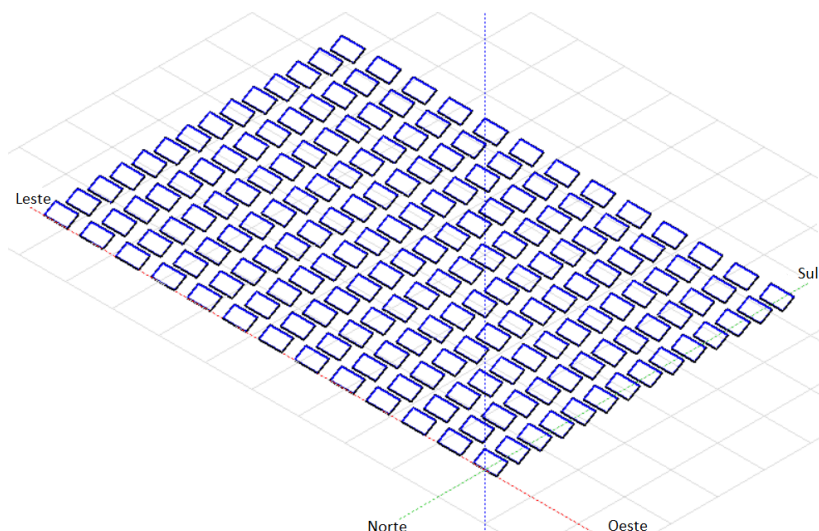


*Figura 3.15 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de dois eixos com módulos de p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

#### Módulos CdTe:

Ao total, são 182 mesas, onde cada uma contém 110 módulos, distribuídos em dez colunas e 11 linhas, sendo que os módulos de CdTe são fixados em modo paisagem. Cada mesa possui as dimensões de 12,20 m de largura e 6,10 m de comprimento, admitindo os módulos na posição horizontal. Cada seguidor compreende uma mesa. Ao total, são utilizados 20.020 módulos distribuídos em 182 seguidores, a fim de atingir a potência instalada de 2 MWp, visando o FDI unitário. A Figura 3.16 apresenta o esquemático de distribuição das mesas.



*Figura 3.16 - Esquemático da distribuição de mesas do sistema seguidor de dois eixos com módulos de CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

### **3.5. Layouts considerados**

Para as análises técnicas e econômicas de cada topologia considerada, foram feitas várias simulações através do PVSyst®, com o objetivo de definir o layout otimizado para cada cenário, variando o distanciamento entre mesas (*pitch*<sup>9</sup>) a cada 1 m e, no caso dos sistemas fixos, a inclinação das mesas a cada 1°. Como dados de entrada das simulações foram utilizados os valores médios mensais de irradiância do INPE. Como perdas do sistema, foram consideradas:

- Módulos montados sobre estruturas, com circulação livre de ar;
- Perdas ôhmicas c.c.: 1,5%;
- Perdas por qualidade do módulo: 0%;
- Perdas por degradação induzida: 3%;
- Perdas por mismatch: 2%;

---

<sup>9</sup> Pitch: termo utilizado para definir o afastamento entre as mesas de módulos fotovoltaicos, considerando a distância entre o início de uma mesa até o início de outra.

- Perdas por sujeira: 2,5% para p-Si e 2,0% para CdTe;
- Perdas por modificação do ângulo de incidência: 0,05;

Como todos os sistemas são idênticos após a saída do inversor, as perdas ôhmicas c.a. e perdas no transformador foram desconsideradas.

Após feitas as simulações, a escolha do layout utilizado levou em consideração a área ocupada e a energia elétrica gerada por cada design individualmente, assumindo uma perda máxima por sombreamento de 1%, onde cada topologia foi avaliada de forma separada. Ou seja, o layout escolhido para cada topologia foi o que apresentou maior produtividade (kWh/m<sup>2</sup>) e perda máxima de 1% devido ao sombreamento causado pela proximidade entre as mesas.

### **3.6. Análise técnica**

Após definidos os layouts utilizados no trabalho, uma análise técnica foi realizada, a fim de avaliar o desempenho individual de cada topologia. Esta etapa foi executada através do software PVSyst.

A análise técnica envolve a comparação de Yield, PR, fator de capacidade e área ocupada por cada uma das seis topologias apresentadas. Assim, é possível avaliar qual topologia apresenta um melhor desempenho correlacionando estas variáveis.

### **3.7. Análise econômica – custos gerais considerados**

A análise de custo foi feita utilizando uma análise de sensibilidade através do LCOE, comparando os layouts definidos no resultado da análise técnica. Os dados de entrada foram valores adquiridos através de orçamentos diante do mercado em janeiro de 2017, fundamentados em preços dos equipamentos e materiais, custos da mão de obra e da operação e manutenção, da área ocupada e preços dos equipamentos de reposição.

Através de uma pesquisa de mercado, foram adquiridos o preço do terreno e os custos de instalação (*turn-key*) dos sistemas, de forma independente. Vale ressaltar que todos os valores utilizados levam em consideração a instalação do sistema especificamente no município de Jaguari-RS em janeiro de 2017. Alguns valores são aproximados (como custo de instalação e

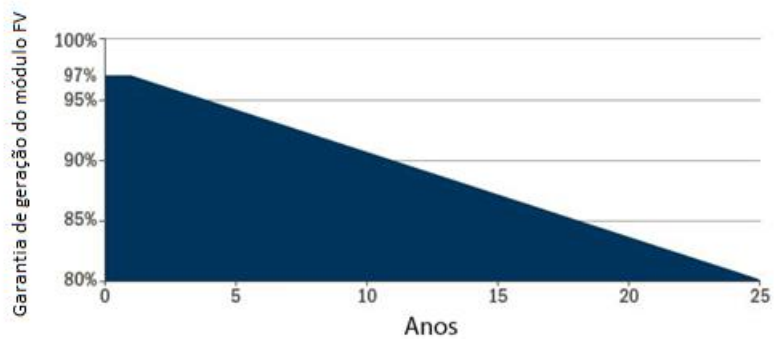
O&M) e os resultados são embasados neles. Para análises futuras ou que se enquadrem em qualquer outro local, é necessário atualizar estes dados de entrada, para que os resultados sejam válidos.

Através dos valores base adquiridos através da pesquisa de mercado, foram criados nove diferentes cenários, onde os custos do terreno foram acrescidos em 50% e 100% e para os custos de instalação foi utilizada uma margem de erro de 10%. O custo de substituição dos inversores (que ocorreria a cada 10 anos) foi incluso no valor aplicado anualmente de O&M, o qual foi estimado em 1% do investimento inicial, com o tempo de vida útil do projeto de 25 anos. Nos valores de custo não estão incluídos os valores de desmonte e de revenda dos materiais ao final do tempo de vida útil do projeto. O percentual da inflação foi considerado de 6,5% anual (Banco Central do Brasil, 2016a) e o de juros referente à poupança, de 8,305% ao ano (Banco Central do Brasil, 2016b).

Além dos valores de custo, preço, juros e inflação, para o cálculo do LCOE foram considerados os valores de degradação linear anual de p-Si de 0,69%/ano (Figura 3.17) e de CdTe de 0,73%/ano (Figura 3.18), que impactam diretamente no decaimento de geração de energia dos sistemas ao longo do tempo de vida útil dos mesmos.



Figura 3.17 - Curva de garantia de geração do módulo YL250P-29b.  
Adaptado de Yingli (2015).



*Figura 3.18 - Curva de garantia de geração do módulo FS-4100A.  
Adaptado de FirstSolar (2015).*



## 4. Resultados

### 4.1. Irradiação

Como já citado, o seguidor de dois eixos instalado em Jaguari-RS possui uma célula de referência acoplada diretamente à mesma estrutura. Os valores de irradiação medidos por essa célula são referentes à radiação solar normal ao plano no módulo, pois o sensor também segue a posição do sol ao longo do dia. A Figura 4.1 apresenta os dados medidos de irradiação global inclinada para 17 meses ao longo dos anos de 2014, 2015 e 2016.

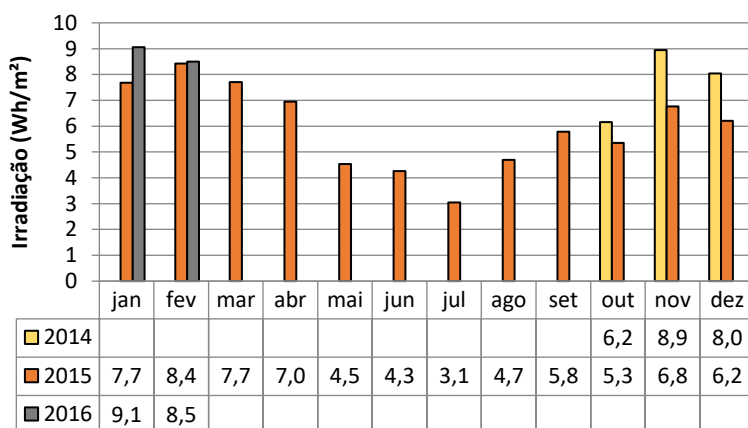
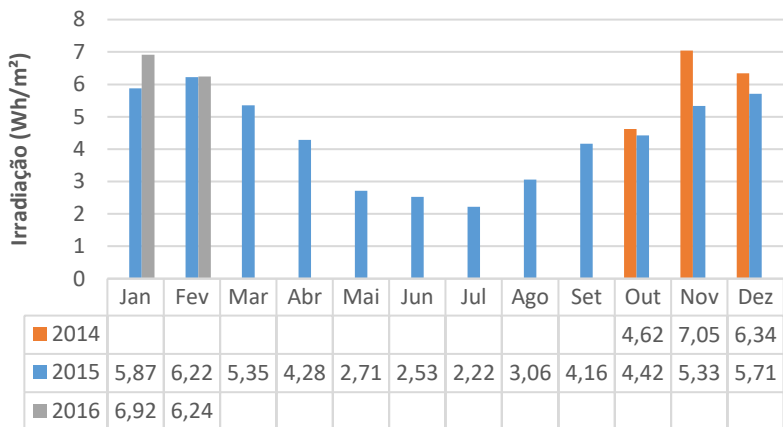


Figura 4.1 – Gráficos mensais de irradiação no plano do seguidor de dois eixos medidos no município de Jaguari-RS.

Fonte: Autoria própria.

Conforme observado, os meses de novembro a março registraram os maiores valores de irradiação global no plano inclinado e os meses de maio a agosto os menores. Este padrão segue o esperado de acordo com os valores dos bancos de dados já apresentados na Tabela 3.1.

Estes dados foram transpostos para o plano horizontal através de modelos matemáticos utilizados pelo software PVSyst. A Figura 4.2 apresenta os valores médios diários de irradiação global horizontal transpostos para o município de Jaguari.



*Figura 4.2 - Dados de irradiação global transpostos para a horizontal para o município de Jaguarí em 2015.*

*Fonte: Autoria própria.*

Os dados transpostos através dos resultados das medições foram comparados com os bancos de dados. Os resultados são mostrados na Tabela 4.1.

*Tabela 4.1 - Irradiação global horizontal para diferentes bancos de dados e sua comparação com a irradiação medida em Jaguari-RS.*

*Fonte: Autoria própria.*

Fontes	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
METEONORM	2014										18%	-8%	13%	12%
	2015	14%	-3%	1%	0%	18%	6%	27%	11%	4%	23%	22%	25%	
	2016	-3%	30%											
INPE	2014										9%	-4%	9%	10%
	2015	1%	-7%	-1%	-2%	22%	3%	27%	29%	12%	14%	26%	21%	
	2016	-14%	25%											
NASA	2014										13%	-10%	8%	8%
	2015	11%	-7%	-7%	-12%	17%	2%	28%	19%	4%	18%	19%	20%	
	2016	-6%	24%											
NREL	2014										31%	0%	18%	22%
	2015	29%	8%	8%	-3%	29%	13%	41%	22%	15%	37%	33%	31%	
	2016	10%	45%											

Em uma primeira análise, é possível observar que, na maioria dos meses, os valores transpostos de irradiação global horizontal para o período analisado, ficam abaixo dos valores estimados pelas diferentes bases de dados apresentadas. Como exemplo claro, pode-se ressaltar os meses de julho e dezembro de 2015 e o mês de fevereiro de 2016, que apresentaram irradiações muito baixas, por isso a diferença entre dados medidos e estimados está tão alta.

Uma análise feita comparando a célula de referência acoplada ao sistema seguidor de dois eixos e outra acoplada à estação solarimétrica, deixou evidente a diferença entre um sistema seguidor e um sistema fixo em relação ao melhor aproveitamento do recurso solar em um dia de céu limpo (Figura 4.3) (MOUSAZADEH, *et al.*, 2009). Já em dia de céu nebuloso (com nuvens), onde a parcela de radiação difusa é alta, os sistemas fixo e seguidor possuem praticamente o mesmo aproveitamento de recurso solar (Figura 4.4) (VIANA *et al.*, 2011; MARTINS *et al.*, 2008; COLLARES-PEREIRA; RABL, 1979).

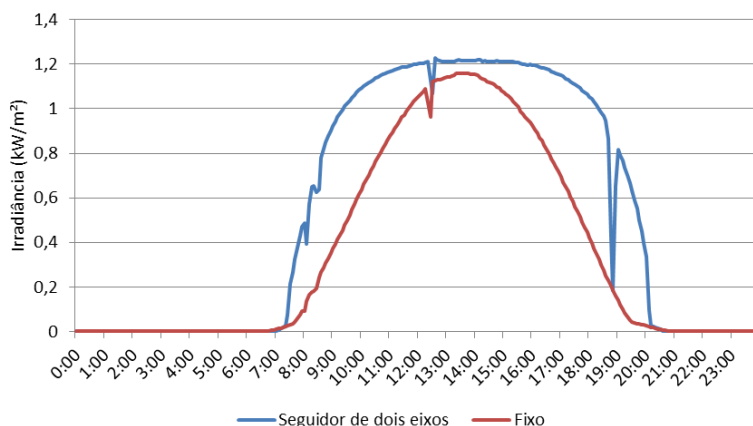
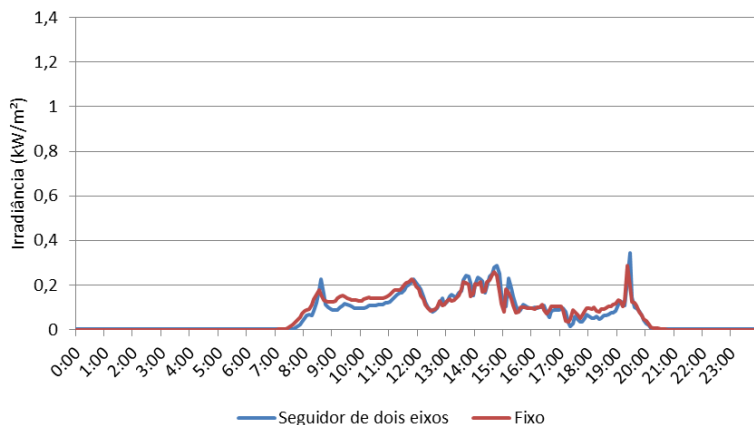


Figura 4.3 - Comparação de irradiação entre um sensor acoplado a um seguidor de dois eixos e um sensor fixo em um dia de céu limpo (18/01/2016).

Fonte: Autoria própria.



*Figura 4.4 - Comparação de irradiação entre um sensor acoplado a um seguidor de dois eixos e um sensor fixo em um dia nublado (03/02/2016).  
Fonte: Autoria própria.*

## 4.2. Efeito do sombreamento (inverno x verão)

Normalmente, quando se avalia o desempenho de um sistema FV, são considerados os meses mais críticos para a geração de energia do mesmo. No caso de sistemas fotovoltaicos fixos, o pior caso seria no período com menor incidência de radiação solar (no inverno), quando também ocorre maior sombreamento (considerando os módulos voltados para a direção norte-sul) devido ao maior ângulo zenital (CANDELA *et al.*, 2007).

A simulação feita neste trabalho confirma que os meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro apresentam de fato uma maior disponibilidade solar como esperado; porém, o uso dos sistemas seguidores de dois eixos (sem *backtracking*), acaba por proporcionar um maior efeito de sombreamento entre mesas, agregando maiores perdas para o sistema. Caso as colunas de seguidores estejam muito próximas umas das outras (considerando os seguidores distribuídos em forma de uma matriz), pode ocorrer um problema considerável, tendo em vista que as perdas por sombreamento seriam muito elevadas durante os meses de novembro a fevereiro apesar da maior irradiação diária, reduzindo o desempenho do sistema. Assim, visa-se otimizar o layout da usina, aumentando o distanciamento entre

mesas ou alterando a conexão elétrica entre módulos, obtendo como resultado a diminuição do efeito de sombreamento.

Durante o verão, o percurso aparente do sol é maior; portanto, a disponibilidade solar média também é maior. Por outro lado, o maior percurso solar também influencia um maior efeito de sombreamento lateral em sistemas seguidores sem *backtracking*. Durante o inverno o efeito é contrário. Apesar de se ter menor disponibilidade solar, o efeito de sombreamento também é menor devido ao percurso solar reduzido.

### **4.3. Escolha dos layouts utilizados**

Como mencionado na metodologia, várias propostas foram avaliadas a fim de determinar um layout específico para cada uma das seis topologias a serem avaliadas. A definição de um layout em particular é fundamental, pois impacta diretamente nos valores de geração anual, devido as perdas por sombreamento e área ocupada pelo agrupamento, agregando custo. Portanto, neste estudo, são comparados apenas os layouts otimizados para cada sistema.

As simulações feitas têm como objetivo definir apenas um cenário, as quais tiveram como desfecho os resultados apresentados a seguir.

#### **4.3.1. Sistema fixo de silício multicristalino**

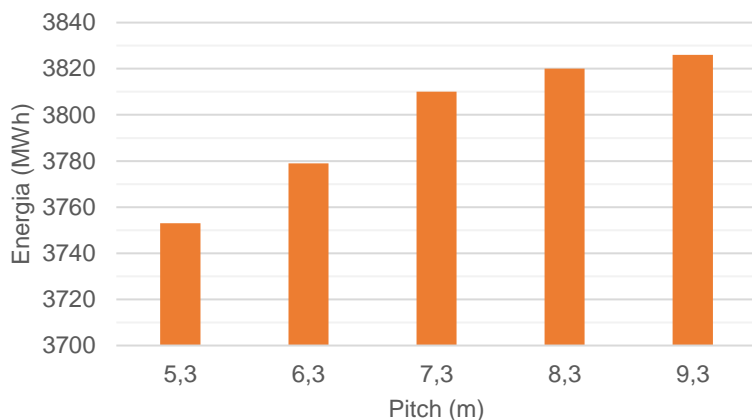
O conjunto das simulações feitas resultou na Tabela 4.2, que compara o Yield anual dos sistemas (em MWh/MWp) ao variar o *pitch* e o ângulo de inclinação, onde a coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de Yield máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking de Yields das simulações.

*Tabela 4.2 - Variação de Yield anual para o sistema fixo de 2 MWp com módulos p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

Inclinação (°)	Pitch (m)					Yield (MMWh/MWp)
	5,3	6,3	7,3	8,3	9,3	
10	1539	1541	1542	1542	1542	1594
11	1544	1545	1545	1545	1545	1590
12	1546	1549	1550	1550	1550	1586
13	1552	1557	1564	1565	1565	1582
14	1555	1564	1566	1567	1567	1578
15	1558	1567	1570	1570	1570	1574
16	1560	1570	1571	1575	1575	1570
17	1561	1572	1575	1578	1578	1565
18	1562	1573	1576	1581	1583	1561
19	1563	1573	1583	1583	1585	1557
20	1564	1574	1585	1585	1587	1553
21	1563	1575	1586	1587	1590	1549
22	1559	1575	1587	1590	1591	1545
23	1555	1575	1588	1592	1593	1541
24	1552	1573	1586	1590	1594	1537
25	1545	1573	1585	1588	1593	1533
26	1542	1572	1583	1587	1591	1529
27	1534	1569	1583	1585	1590	1524
28	1528	1567	1581	1584	1589	1520
29	1523	1564	1575	1583	1587	1516
30	1512	1561	1571	1580	1585	1512
Máximo	1564	1575	1588	1592	1594	

Apesar da Tabela 4.2 indicar o ponto ótimo no *pitch* de 9,3 m e inclinação de 24°, esta configuração ocupa muita área. Nota-se que a curva de energia máxima tende a um valor de saturação ao aumentar o *pitch*, conforme pode-se observar na Figura 4.5.



*Figura 4.5 - Variação de energia para o sistema fixo com módulos p-Si.  
Fonte: Autoria própria.*

Assim, o fator de decisão foi estabelecer, a partir do ponto de saturação, uma diferença de PR máxima admissível de 1%, visando a menor área ocupada, conforme mostra a Tabela 4.3. Do mesmo modo que a tabela anterior, a coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de variação de PR máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking das simulações.



*Tabela 4.3 - Variação da diferença de PR para o sistema fixo com módulos p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

Inclinação (°)	Pitch (m)					PR
	5,3	6,3	7,3	8,3	9,3	
10	2,86%	2,75%	2,73%	2,71%	2,71%	0,00%
11	2,60%	2,58%	2,58%	2,58%	2,58%	0,21%
12	2,49%	2,34%	2,30%	2,28%	2,28%	0,43%
13	2,19%	1,95%	1,56%	1,52%	1,52%	0,64%
14	2,06%	1,56%	1,47%	1,41%	1,41%	0,85%
15	1,86%	1,43%	1,28%	1,24%	1,24%	1,07%
16	1,80%	1,28%	1,21%	1,02%	0,98%	1,28%
17	1,71%	1,15%	1,02%	0,87%	0,82%	1,49%
18	1,67%	1,13%	0,93%	0,69%	0,59%	1,71%
19	1,60%	1,11%	0,59%	0,56%	0,48%	1,92%
20	1,58%	1,06%	0,50%	0,50%	0,39%	2,14%
21	1,63%	1,02%	0,43%	0,39%	0,22%	2,35%
22	1,84%	1,02%	0,39%	0,22%	0,17%	2,56%
23	2,04%	1,02%	0,35%	0,13%	0,04%	2,78%
24	2,21%	1,08%	0,41%	0,22%	0,00%	2,99%
25	2,54%	1,13%	0,48%	0,33%	0,04%	3,20%
26	2,73%	1,15%	0,56%	0,39%	0,17%	3,42%
27	3,14%	1,30%	0,61%	0,46%	0,20%	3,63%
28	3,43%	1,41%	0,69%	0,52%	0,26%	3,84%
29	3,73%	1,56%	1,02%	0,61%	0,37%	4,06%
30	4,27%	1,73%	1,19%	0,72%	0,48%	4,27%

Tomando-se a Tabela 4.3 como referência, para esta topologia, foi escolhido o ponto em 6,3 m de *pitch* e 22° de inclinação. Se fosse levado em consideração apenas a energia absoluta gerada, o sistema acabaria por ocupar uma área muito maior. As áreas ocupadas pelo ponto escolhido e pelo ponto de geração máxima são de 3,3 ha e 4,9 ha respectivamente (48,5% a mais de área) e a diferença de geração entre esses dois pontos é de 1,2%. Com a área economizada, podem ser instalados mais 4.650 módulos, aumentando a potência do sistema para uma mesma área. Os resultados do ponto escolhido estão descritos na Tabela 4.4

*Tabela 4.4 - Descrição da topologia escolhida do sistema fixo com módulos p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

Especificação técnica	
Módulo	YL250P-29b
Quantidade de módulos	9.600
Inversor	PVS800-57-1000kW-C
Quantidade de inversores	2
Especificação de instalação	
Pitch	6,3 m
Inclinação	22°
Potência instalada	2,4 MWp
Potência c.a. do inversor	2 MW
Área ocupada	3,3 ha
Desempenho do sistema	
Energia gerada anual	3779 MWh
Rendimento energético (Yield)	1575 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	79,04%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	0,83
Fator de capacidade (FC)	18,0%
Densidade energética	114,5 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.3.2. Sistema fixo de telureto de cádmio

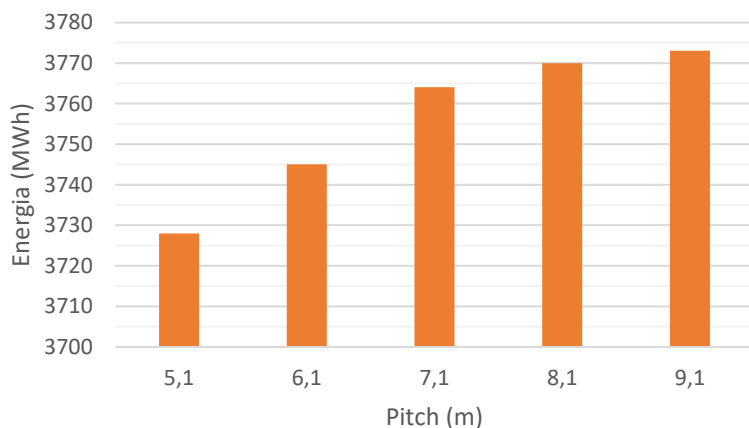
As simulações realizadas com esta tecnologia resultaram na Tabela 4.5 que, compara o Yield anual dos sistemas (em MWh/MWp) ao variar o *pitch* e o ângulo de inclinação, onde a coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de Yield máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking de Yields das simulações.

*Tabela 4.5 - Variação de Yield anual para o sistema fixo com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Inclinação (°)	Pitch (m)					Yield (MWh/MWP)
	5,1	6,1	7,1	8,1	9,1	
10	1516	1519	1520	1520	1521	1572
11	1524	1525	1525	1526	1527	1569
12	1529	1532	1532	1533	1535	1567
13	1534	1537	1538	1539	1540	1564
14	1537	1542	1544	1545	1545	1561
15	1544	1545	1549	1550	1551	1558
16	1548	1550	1552	1555	1556	1555
17	1550	1554	1556	1559	1560	1553
18	1551	1556	1559	1562	1563	1550
19	1552	1558	1561	1565	1566	1547
20	1552	1559	1563	1567	1568	1544
21	1553	1560	1565	1568	1570	1541
22	1553	1560	1567	1569	1571	1539
23	1552	1560	1568	1570	1572	1536
24	1551	1560	1568	1571	1572	1533
25	1550	1559	1566	1570	1572	1530
26	1548	1558	1565	1568	1571	1527
27	1547	1557	1563	1566	1570	1525
28	1540	1555	1561	1565	1568	1522
29	1536	1552	1559	1562	1566	1519
30	1532	1549	1557	1560	1563	1516
Máximo	1553	1560	1568	1571	1572	

Assim como na análise de p-Si, apesar da Tabela 4.5 indicar o ponto ótimo no *pitch* de 9,1 m e inclinação de 24°, esta configuração ocupa muita área. Nota-se que a curva de energia máxima tende a um valor de saturação ao aumentar o *pitch*, conforme pode-se observar na Figura 4.6.



*Figura 4.6 - Variação de energia para o sistema fixo com módulos CdTe.  
Fonte: Autoria própria.*

Do mesmo modo anterior, o fator de decisão foi estabelecer a diferença de PR máxima admissível de 1%, visando a menor área ocupada, conforme mostra a Tabela 4.6. A coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de variação de PR máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking das simulações.

*Tabela 4.6 - Variação da diferença de PR para o sistema fixo com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Inclinação (°)	Pitch (m)					PR
	5,1	6,1	7,1	8,1	9,1	
10	2,90%	2,75%	2,72%	2,72%	2,66%	0,00%
11	2,51%	2,47%	2,42%	2,40%	2,34%	0,14%
12	2,23%	2,10%	2,05%	2,01%	1,95%	0,29%
13	1,97%	1,79%	1,75%	1,71%	1,69%	0,43%
14	1,79%	1,56%	1,45%	1,41%	1,38%	0,58%
15	1,45%	1,43%	1,21%	1,12%	1,08%	0,72%
16	1,25%	1,17%	1,02%	0,86%	0,82%	0,87%
17	1,17%	0,95%	0,82%	0,67%	0,63%	1,01%
18	1,10%	0,82%	0,67%	0,52%	0,45%	1,16%
19	1,06%	0,74%	0,56%	0,37%	0,30%	1,30%
20	1,02%	0,69%	0,48%	0,28%	0,22%	1,45%
21	0,97%	0,65%	0,37%	0,22%	0,13%	1,59%
22	0,99%	0,61%	0,28%	0,15%	0,06%	1,74%
23	1,02%	0,63%	0,19%	0,11%	0,02%	1,88%
24	1,10%	0,65%	0,22%	0,07%	0,00%	2,03%
25	1,17%	0,67%	0,30%	0,13%	0,00%	2,17%
26	1,23%	0,74%	0,39%	0,24%	0,04%	2,32%
27	1,30%	0,80%	0,48%	0,30%	0,11%	2,46%
28	1,69%	0,89%	0,58%	0,37%	0,19%	2,61%
29	1,86%	1,02%	0,67%	0,52%	0,30%	2,75%
30	2,10%	1,21%	0,80%	0,63%	0,45%	2,90%

Tomando-se a Tabela 4.6 como referência, para esta topologia, foi escolhido o ponto em 5,1 m de *pitch* e 21° de inclinação. Se fosse levado em consideração apenas a energia absoluta gerada, o sistema acabaria por ocupar uma área muito maior. As áreas ocupadas pelo ponto escolhido e pelo ponto de geração máxima são de 3,3 ha e 5,8 ha respectivamente (75,8% a mais de área) e a diferença de geração entre esses dois pontos é de 1,2%. Com a área economizada podem ser instalados mais 18.180 módulos, aumentando a potência do sistema para uma

mesma área. Os resultados do ponto escolhido estão descritos na Tabela 4.7.

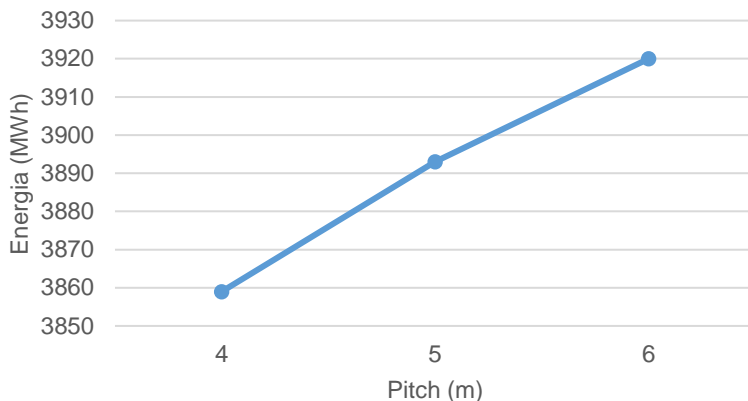
*Tabela 4.7 - Descrição da topologia escolhida do sistema fixo com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Especificação técnica	
Módulo	FS-4100A
Quantidade de módulos	24.000
Inversor	PVS800-57-1000kW-C
Quantidade de inversores	2
Especificação de instalação	
Pitch	5,1 m
Inclinação	21°
Potência instalada	2,4 MWp
Potência c.a. do inversor	2 MW
Área ocupada	3,3 ha
Desempenho do sistema	
Energia gerada anual	3728 MWh
Rendimento energético (Yield)	1553 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	80,60%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	0,83
Fator de capacidade (FC)	17,7%
Energia gerada por área ocupada	113,0 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.3.3. Sistema seguidor de um eixo de silício multicristalino

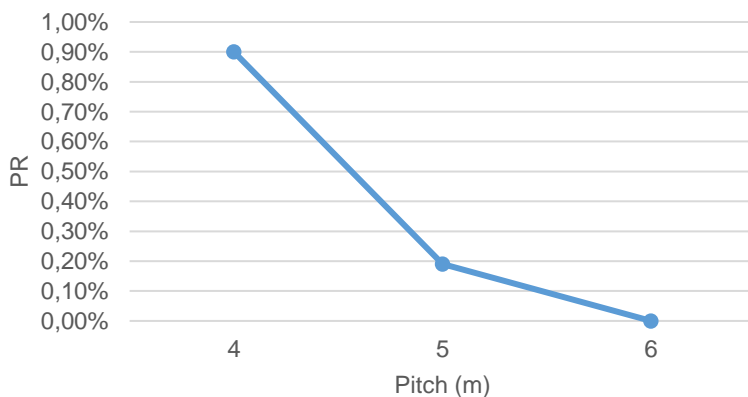
Nas simulações realizadas para este sistema, a variação se deu no *pitch* entre as mesas e no ângulo de abertura máximo do seguidor, seguindo valores recomendados pelo fabricante (Figura 4.7). Por conta disto, a análise para esta topologia foi mais simplificada.



*Figura 4.7 - Variação de energia para o sistema seguidor de um eixo com módulos p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

Nesta topologia, o ponto que apresentou maior geração foi com o *pitch* de 6m, porém, visando novamente a redução de área, a escolha se deu pela diferença máxima de PR de 1%, comparando o ponto de geração máxima e o escolhido. A Figura 4.8 ilustra o gráfico da variação de PR por distanciamento entre fileiras em relação ao *pitch* ótimo.



*Figura 4.8 – Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de um eixo com módulos p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

Considerando a Figura 4.8 como referência, para esta topologia, foi escolhido o ponto em 4 m de *pitch*. As áreas ocupadas pelo ponto escolhido e pelo ponto de geração máxima são de 5,6 ha e 8,4 ha respectivamente (50,0% a mais de área) e a diferença de geração entre esses dois pontos é de 1,6%. Tomando estes dois pontos de operação, admite-se que esta perda é admissível, tendo em vista que, o sistema se torna mais eficiente e, com a área economizada, podem ser instalados mais 4.000 módulos, aumentando a potência do sistema para uma mesma área. Os resultados do ponto escolhido estão descritos na Tabela 4.8.

*Tabela 4.8 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de um eixo com módulos p-Si.*

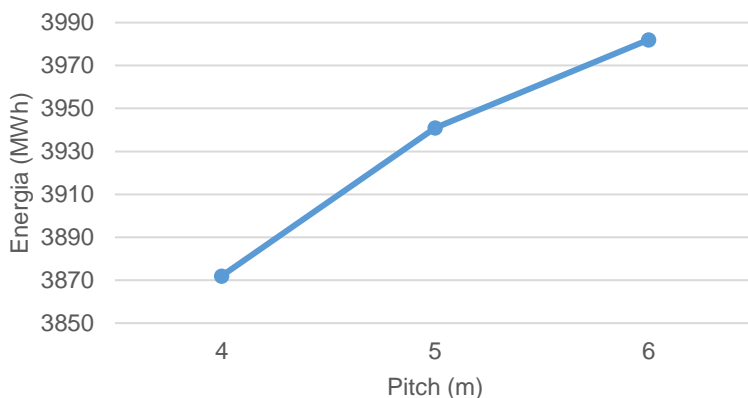
*Fonte: Autoria própria.*

Especificação técnica	
Módulo	YL250P-29b
Quantidade de módulos	8.016
Inversor	PVS800-57-1000kW-C
Quantidade de inversores	2
Especificação de instalação	
Pitch	4,0 m
Potência instalada	2,0 MWp
Potência c.a. do inversor	2 MW
Área ocupada	5,6 ha
Desempenho do sistema	
Energia gerada anual	3859 MWh
Rendimento energético (Yield)	1926 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	79,38%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	1,00
Fator de capacidade (FC)	22,0%
Energia gerada por área ocupada	68,9 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.3.4. Sistema seguidor de um eixo de telureto de cádmio

De forma similar à topologia anterior, as simulações foram executadas variando-se apenas o *pitch*, seguindo os valores recomendados pelo fabricante, o que resultou no gráfico ilustrado pela Figura 4.9.

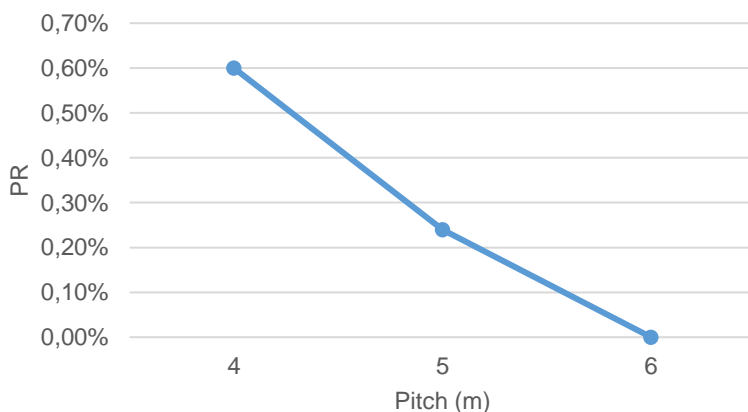




*Figura 4.9 - Variação de energia para o sistema seguidor de um eixo com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Nesta topologia, o ponto que apresentou maior geração foi com o *pitch* de 6m; porém, visando a redução de área, a escolha se deu pela diferença máxima de PR de 1%, comparando o ponto de geração máxima e o escolhido. A Figura 4.10 ilustra o gráfico da variação de PR por distanciamento entre fileiras em relação ao *pitch* ótimo.



*Figura 4.10 - Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de um eixo com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Considerando a Figura 4.10 como referência, para esta topologia, foi escolhido o ponto em 4 m de *pitch*. As áreas ocupadas pelo ponto escolhido e pelo ponto de geração máxima são de 5,1 ha e 7,7 ha respectivamente (51,0% a mais de área) e a diferença de geração entre esses dois pontos é de 2,8%. Tomando estes dois pontos de operação, admite-se que esta perda é admissível, tendo em vista que o sistema se torna mais eficiente e que com a área economizada, podem ser instalados mais 10.190 módulos, aumentando a potência do sistema para uma mesma área. Os resultados do ponto escolhido estão descritos na Tabela 4.9.

*Tabela 4.9 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de um eixo com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Especificação técnica	
Módulo	FS-4100A
Quantidade de módulos	20.000
Inversor	PVS800-57-1000kW-C
Quantidade de inversores	2
Especificação de instalação	
Pitch	4,0 m
Potência instalada	2,0 MWp
Potência c.a. do inversor	2 MW
Área ocupada	5,1 ha
Desempenho do sistema	
Energia gerada anual	3872 MWh
Rendimento energético (Yield)	1936 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	81,27%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	1,00
Fator de capacidade (FC)	22,1%
Energia gerada por área ocupada	75,3 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.3.5. Sistema seguidor de dois eixos de silício multicristalino

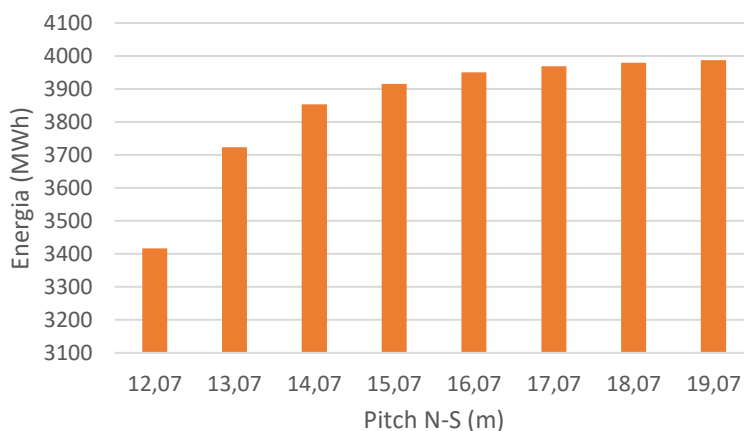
Nas simulações envolvendo os seguidores de dois eixos foi variado tanto o *pitch* leste-oeste (L-O) quanto o *pitch* norte-sul (N-S), alinhados em grade. O resultado está apresentado na Tabela 4.10, onde a coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de Yield máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking de Yields das simulações.

**Tabela 4.10 - Variação de Yield anual para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.**

Fonte: Autoria própria.

Pitch N-S (m)	Pitch L-O (m)				Média	Yield (MWh/MWp)
	16,62	17,62	18,62	19,62		
12,07	1678	1701	1720	1736	1709	
13,07	1825	1854	1876	1893	1862	
14,07	1886	1918	1944	1961	1927	
15,07	1918	1949	1974	1991	1958	
16,07	1935	1967	1991	2009	1975	
17,07	1948	1975	1999	2018	1985	
18,07	1952	1980	2004	2023	1990	
19,07	1956	1984	2008	2028	1994	
Média	1887	1916	1939	1957		1678

Apesar da Tabela 4.10 indicar o ponto ótimo no *pitch* N-S de 19,07 e L-O de 19,62 m, esta configuração ocupa muita área. Nota-se que a curva de energia máxima tende a um valor de saturação ao aumentar o tanto o *pitch* N-S quanto o L-O, conforme pode-se observar na Figura 4.11 e Figura 4.12.



**Figura 4.11 - Variação de energia de acordo com o pitch N-S para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.**

Fonte: Autoria própria.

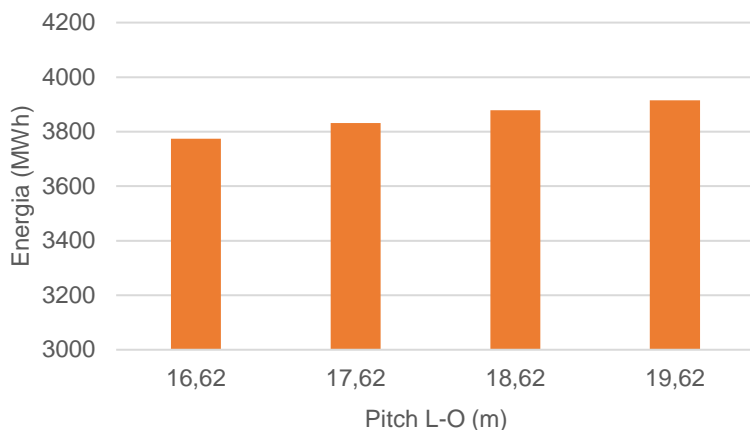


Figura 4.12 - Variação de energia de acordo com o pitch L-O para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.

Fonte: Autoria própria.

O fator de decisão foi assumir, a partir dos pontos de saturação, uma diferença de PR máxima admissível de 1%, visando a menor área ocupada, conforme mostra a Tabela 4.11. A coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de variação de PR máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking das simulações.

Tabela 4.11 - Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.

Fonte: Autoria própria.

Pitch N-S (m)	Pitch L-O (m)				PR
	16,62	17,62	18,62	19,62	
12,07	13,09%	12,24%	11,51%	10,93%	0,00%
13,07	7,59%	6,53%	5,70%	5,03%	1,87%
14,07	5,33%	4,10%	3,15%	2,49%	3,74%
15,07	4,12%	2,96%	2,03%	1,37%	5,61%
16,07	3,47%	2,27%	1,39%	0,72%	7,48%
17,07	3,00%	1,97%	1,10%	0,38%	9,35%
18,07	2,83%	1,79%	0,91%	0,18%	11,22%
19,07	2,71%	1,66%	0,77%	0,00%	13,09%

Tomando-se a Tabela 4.11 como referência, para esta topologia, foi escolhido o ponto em 18,07 m de *pitch* N-S e 90

18,62 m L-O. Se fosse levado em consideração apenas a energia absoluta gerada, o sistema acabaria por ocupar uma área maior. As áreas ocupadas pelo ponto escolhido e pelo ponto de geração máxima são de 5,2 ha e 5,8 ha respectivamente (11,5% a mais de área) e a diferença de geração entre esses dois pontos é de 1,2%. Tomando estes dois pontos de operação, com a área economizada podem ser instalados mais 925 módulos, aumentando a potência do sistema para uma mesma área. Os resultados do ponto escolhido estão descritos na Tabela 4.12.

*Tabela 4.12 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de dois eixos com módulos p-Si.*

*Fonte: Autoria própria.*

Especificação técnica	
Módulo	YL250P-29b
Quantidade de módulos	8.016
Inversor	PVS800-57-1000kW-C
Quantidade de inversores	2
Especificação de instalação	
Pitch N-S	18,07 m
Pitch L-O	18,62 m
Potência instalada	2,0 MWp
Potência c.a. do inversor	2 MW
Área ocupada	5,2 ha
Desempenho do sistema	
Energia gerada anual	4007 MWh
Rendimento energético (Yield)	2004 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	79,42%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	1,00
Fator de capacidade (FC)	22,9%
Energia gerada por área ocupada	73,5 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.3.6. Sistema seguidor de dois eixos de telureto de cádmio

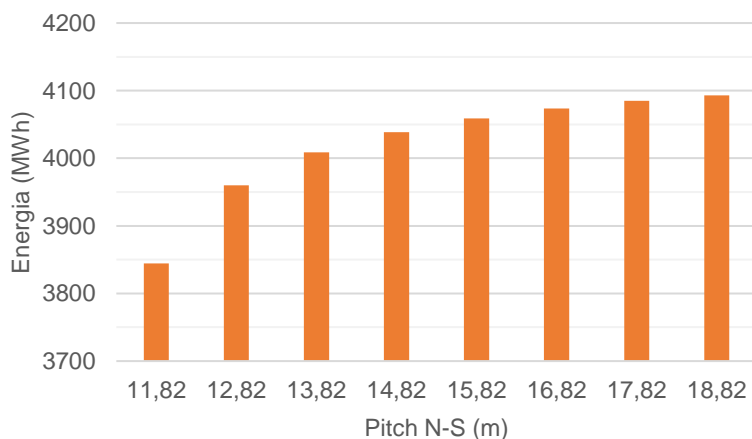
De forma similar ao layout anterior, foi variado tanto o *pitch* L-O quanto o *pitch* N-S. O resultado está apresentado na Tabela 4.13, onde a coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de Yield máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking das simulações.

**Tabela 4.13 - Variação de Yield anual para o sistema fixo com módulos CdTe.**

Fonte: Autoria própria.

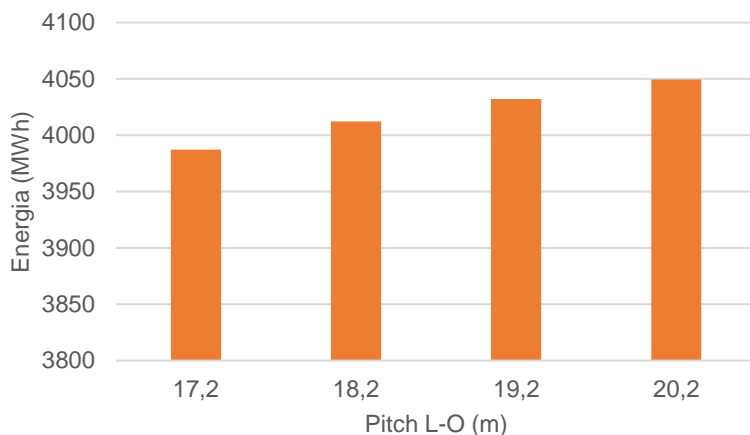
Pitch N-S (m)	Pitch L-O (m)				Média	Yield (MWh/MWp)
	17,2	18,2	19,2	20,2		
11,82	1906	1918	1928	1937	1922	
12,82	1963	1976	1986	1995	1980	
13,82	1988	2000	2011	2019	2004	
14,82	2002	2015	2025	2034	2019	
15,82	2013	2025	2035	2044	2029	
16,82	2021	2033	2043	2051	2037	
17,82	2026	2039	2048	2057	2042	
18,82	2030	2043	2053	2061	2047	
Média	1994	2006	2016	2025		

Apesar da Tabela 4.13 indicar o ponto ótimo no *pitch* N-S de 18,82 e L-O de 20,2 m, esta configuração ocupa muita área. Nota-se que a curva de energia máxima tende a um valor de saturação ao aumentar o tanto o *pitch* N-S quanto o L-O, conforme pode-se observar na Figura 4.13 e Figura 4.14.



**Figura 4.13 - Variação de energia de acordo com o pitch N-S para o sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe.**

Fonte: Autoria própria.



**Figura 4.14 - Variação de energia de acordo com o pitch L-O para o sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe.**  
 Fonte: Autoria própria.

O fator de decisão foi assumir, a partir dos pontos de saturação, uma diferença de PR máxima admissível de 1%, visando a menor área ocupada, conforme mostra a Tabela 4.14. onde a coluna isolada da direita representa a escala de cores adotando os valores de variação de PR máximo e mínimo dentro do universo de combinações, de modo a facilitar a identificação do ranking das simulações.

**Tabela 4.14 - Variação da diferença de PR para o sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe.**  
 Fonte: Autoria própria.

Pitch N-S (m)	Pitch L-O (m)				PR
	17,2	18,2	19,2	20,2	
11,82	6,06%	5,59%	5,20%	4,85%	0,00%
12,82	3,82%	3,33%	2,93%	2,59%	0,87%
13,82	2,87%	2,38%	1,97%	1,63%	1,73%
14,82	2,29%	1,80%	1,39%	1,05%	2,60%
15,82	1,87%	1,40%	1,01%	0,66%	3,46%
16,82	1,57%	1,09%	0,71%	0,38%	4,33%
17,82	1,36%	0,87%	0,49%	0,16%	5,19%
18,82	1,19%	0,71%	0,32%	0,00%	6,06%

Tomando-se a Tabela 4.14 como referência, para esta topologia, foi escolhido o ponto em 15,82 m de *pitch* N-S e

19,2 m L-O. Se fosse levado em consideração apenas a energia absoluta gerada, o sistema acabaria por ocupar uma área maior. As áreas ocupadas pelo ponto escolhido e pelo ponto de geração máxima são de 5,2 ha e 6,4 ha respectivamente (23,1% a mais de área) e a diferença de geração entre esses dois pontos é de 1,3%. Tomando estes dois pontos de operação, com a área economizada, podem ser instalados mais 4.600 módulos, aumentando a potência do sistema para uma mesma área. Os resultados do ponto escolhido estão descritos na Tabela 4.15.

*Tabela 4.15 - Descrição da topologia escolhida do sistema seguidor de dois eixos com módulos CdTe.*

*Fonte: Autoria própria.*

Especificação técnica	
Módulo	FS-4100A
Quantidade de módulos	20.000
Inversor	PVS800-57-1000kW-C
Quantidade de inversores	2
Especificação de instalação	
Pitch N-S	15,82 m
Pitch L-O	19,2 m
Potência instalada	2,0 MWp
Potência c.a. do inversor	2 MW
Área ocupada	5,2 ha
Desempenho do sistema	
Energia gerada anual	4070 MWh
Rendimento energético (Yield)	2035 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	81,40%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	1,00
Fator de capacidade (FC)	24,3%
Energia gerada por área ocupada	82,5 kWh/m <sup>2</sup>

#### 4.3.7. Resumo dos layouts escolhidos

A Tabela 4.16 apresenta as características técnicas e resultados das simulações de cada layout escolhido neste trabalho.



*Tabela 4.16 - Resumo das especificações e resultados dos layouts escolhidos.*

*Fonte: Autoria própria.*

	Fixo		1 eixo		2 eixos	
	p-Si	CdTe	p-Si	CdTe	p-Si	CdTe
Especificação técnica						
Módulo	YL250P-29b	FS-4100A	YL250P-29b	FS-4100A	YL250P-29b	FS-4100A
Quantidade de módulos	9.600	24.000	8.016	20.000	8.016	20.00
Inversor	PVS800-57-1000kW-C					
Quantidade de inversores	2					
Especificação de instalação						
Pitch N-S	6,3 m	5,1 m	x	x	18,07 m	15,82 m
Pitch L-O	x	x	4,0 m	4,0 m	18,62 m	19,2 m
Potência instalada	2,4 MWp		2 MWp			
Potência CA do inversor	2 MW					
Área ocupada	3,3 ha	3,3 ha	5,6 ha	5,1 ha	5,2 ha	5,2 ha
Desempenho do sistema						
Energia gerada anual	3779 MWh	3728 MWh	3859 MWh	3872 MWh	4007 MWh	4070 MWh
Rendimento energético (Yield)	1575 kWh/kWp	1553 kWh/kWp	1926 kWh/kWp	1936 kWh/kWp	2004 kWh/kWp	2035 kWh/kWp
Taxa de desempenho (PR)	79,04%	80,60%	79,38%	81,27%	79,42%	81,4%
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	0,83	0,83	1,0	1,0	1,0	1,0
Fator de capacidade (FC)	18%	17,7%	22,0%	22,1%	22,9%	24,3%
Energia gerada por área ocupada	114,5 kWh/m²	113,0 kWh/m²	68,9 kWh/m²	75,3 kWh/m²	73,5 kWh/m²	82,5 kWh/m²

#### 4.4. Análise de LCOE

Os resultados dos layouts escolhidos serviram como dados de entrada para a análise econômica utilizando a métrica do LCOE. Esta análise levou em consideração todas as premissas expostas no capítulo de metodologia, como perdas por degradação, taxas de juros, inflação, etc.

As pesquisas de mercado para preços do terreno, preços de materiais e custos de instalação e O&M dos sistemas resultaram nas Tabela 4.17 e Tabela 4.18. Nota-se que o custo total de instalação dos sistemas fixos são maiores que dos sistemas seguidores de um eixo. Esse fato ocorre em decorrência do sistema fixo possuir maior potência instalada. Porém, quando analisado o custo por potência c.c., o custo do sistema seguidor

de um eixo é maior, pois o preço da estrutura seguidora e a mão de obra para instalação são mais caras.

*Tabela 4.17 - Custos de instalação dos sistemas.*

*Fonte: Stallivieri (2017)*

Sistema	Potência nominal c.c. (MWp)	Potência nominal c.a. (MW)	Custo total de instalação (MR\$)	Custo por potência c.c. (R\$/Wp)	Custo por potência c.a. (R\$/W)
Fixo p-Si	2,4	2,0	8,032	3,35	4,02
Fixo CdTe	2,4	2,0	8,476	3,53	4,24
1 eixo p-Si	2,0	2,0	7,680	3,84	3,84
1 eixo CdTe	2,0	2,0	8,140	4,07	4,07
2 eixos p-Si	2,0	2,0	10,400	5,20	5,20
2 eixos CdTe	2,0	2,0	11,040	5,52	5,52

*Tabela 4.18 - Custos de área dos sistemas.*

*Fonte: Marinoni (2017).*

Sistema	Área ocupada (ha)	Custo da área (R\$/ha)	Custo total da área ocupada (R\$)
Fixo p-Si	3,3	15.000,00	49.500,00
Fixo CdTe	3,3	15.000,00	49.500,00
1 eixo p-Si	5,6	15.000,00	84.000,00
1 eixo CdTe	5,1	15.000,00	76.500,00
2 eixos p-Si	5,2	15.000,00	78.000,00
2 eixos CdTe	5,2	15.000,00	78.000,00

Os nove cenários criados através dos valores base adquiridos através da pesquisa de mercado estão representados na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 - Cenários para análise econômica.

Fonte: Autoria própria.

(continua)

Cenário	Sistema	Preço do terreno (R\$)	Custo de instalação (R\$)	Custo de O&M (R\$)	
Preço base do terreno	Fixo p-Si	49.500,00	7.228.800,00	72288,00	Custo de instalação base - 10%
	Fixo CdTe	49.500,00	7.628.400,00	76284,00	
	1 eixo p-Si	84.000,00	6.912.000,00	69120,00	
	1 eixo CdTe	76.500,00	7.326.000,00	73260,00	
	2 eixos p-Si	78.000,00	9.360.000,00	93600,00	
	2 eixos CdTe	78.000,00	9.936.000,00	99360,00	
	Fixo p-Si	49.500,00	8.032.000,00	80320,00	Custo de instalação base
	Fixo CdTe	49.500,00	8.476.000,00	84760,00	
	1 eixo p-Si	84.000,00	7.680.000,00	76800,00	
	1 eixo CdTe	76.500,00	8.140.000,00	81400,00	
	2 eixos p-Si	78.000,00	10.400.000,00	104000,00	
	2 eixos CdTe	78.000,00	11.040.000,00	110400,00	
	Fixo p-Si	49.500,00	8.835.200,00	88352,00	Custo de instalação base + 10%
	Fixo CdTe	49.500,00	9.323.600,00	93236,00	
	1 eixo p-Si	84.000,00	8.448.000,00	84480,00	
	1 eixo CdTe	76.500,00	8.954.000,00	89540,00	
	2 eixos p-Si	78.000,00	11.440.000,00	114400,00	
	2 eixos CdTe	78.000,00	12.144.000,00	121440,00	
Preço base do terreno + 50%	Fixo p-Si	74.250,00	7.228.800,00	72288,00	Custo de instalação base - 10%
	Fixo CdTe	74.250,00	7.628.400,00	76284,00	
	1 eixo p-Si	126.000,00	6.912.000,00	69120,00	
	1 eixo CdTe	114.750,00	7.326.000,00	73260,00	
	2 eixos p-Si	117.000,00	9.360.000,00	93600,00	
	2 eixos CdTe	117.000,00	9.936.000,00	99360,00	
	Fixo p-Si	74.250,00	8.032.000,00	80320,00	Custo de instalação base
	Fixo CdTe	74.250,00	8.476.000,00	84760,00	
	1 eixo p-Si	126.000,00	7.680.000,00	76800,00	
	1 eixo CdTe	114.750,00	8.140.000,00	81400,00	
	2 eixos p-Si	117.000,00	10.400.000,00	104000,00	
	2 eixos CdTe	117.000,00	11.040.000,00	110400,00	
	Fixo p-Si	74.250,00	8.835.200,00	88352,00	Custo de instalação base + 10%
	Fixo CdTe	74.250,00	9.323.600,00	93236,00	
	1 eixo p-Si	126.000,00	8.448.000,00	84480,00	
	1 eixo CdTe	114.750,00	8.954.000,00	89540,00	
	2 eixos p-Si	117.000,00	11.440.000,00	114400,00	
	2 eixos CdTe	117.000,00	12.144.000,00	121440,00	

*Tabela 4.20 - Cenários para análise econômica.*

*Fonte: Autoria própria.*

					(conclusão)
Cenário	Sistema	Preço do terreno (R\$)	Custo de instalação (R\$)	Custo de O&M (R\$)	
Preço base do terreno + 100%	7	Fixo p-Si	99.000,00	7.228.800,00	72288,00
		Fixo CdTe	99.000,00	7.628.400,00	76284,00
		1 eixo p-Si	168.000,00	6.912.000,00	69120,00
		1 eixo CdTe	153.000,00	7.326.000,00	73260,00
		2 eixos p-Si	156.000,00	9.360.000,00	93600,00
		2 eixos CdTe	156.000,00	9.936.000,00	99360,00
	8	Fixo p-Si	99.000,00	8.032.000,00	80320,00
		Fixo CdTe	99.000,00	8.476.000,00	84760,00
		1 eixo p-Si	168.000,00	7.680.000,00	76800,00
		1 eixo CdTe	153.000,00	8.140.000,00	81400,00
		2 eixos p-Si	156.000,00	10.400.000,00	104000,00
		2 eixos CdTe	156.000,00	11.040.000,00	110400,00
	9	Fixo p-Si	99.000,00	8.835.200,00	88352,00
		Fixo CdTe	99.000,00	9.323.600,00	93236,00
		1 eixo p-Si	168.000,00	8.448.000,00	84480,00
		1 eixo CdTe	153.000,00	8.954.000,00	89540,00
		2 eixos p-Si	156.000,00	11.440.000,00	114400,00
		2 eixos CdTe	156.000,00	12.144.000,00	121440,00

Os resultados da análise de LCOE são demonstrados na Tabela 4.21, onde os valores são expressos em R\$/MWh.

*Tabela 4.21 - Valores de LCOE para diferentes topologias e cenários estabelecidos (R\$/MWh).*

*Fonte: Autoria própria.*

Cenários		Fixo		Seguidor de 1 eixo		Seguidor de 2 eixos		
		p-Si	CdTe	p-Si	CdTe	p-Si	CdTe	
Custo base do terreno	1	199,4	213,6	187,6	198,2	243,8	244,3	Custo de instalação base - 10%
	2	221,4	237,2	208,2	220,0	270,7	271,3	Custo de instalação base
	3	243,4	260,7	228,8	241,8	297,6	298,2	Custo de instalação base + 10%
Custo base do terreno + 50%	4	200,0	214,2	188,7	199,2	244,7	245,2	Custo de instalação base - 10%
	5	222,0	237,8	209,3	221,0	271,6	272,1	Custo de instalação base
	6	244,0	261,4	229,9	242,8	298,5	299,1	Custo de instalação base + 10%
Custo base do terreno + 100%	7	200,6	214,9	189,7	200,1	245,7	246,1	Custo de instalação base - 10%
	8	222,7	238,4	210,3	221,9	272,6	273,0	Custo de instalação base
	9	244,7	262,0	230,9	243,7	299,4	300,0	Custo de instalação base + 10%

Quanto menor o valor do LCOE, mais atrativo o sistema se torna para o investidor. De acordo com a Tabela 4.21, se comparados cada cenário individualmente, em todos os casos, o sistema seguidor de um eixo com a tecnologia de p-Si se mostrou mais atrativo economicamente em relação aos demais, seguido pelo sistema seguidor de um eixo de CdTe e pelo sistema fixo de p-Si. Nota-se que a variação do custo do terreno não influenciou tanto o valor final de LCOE, pois percentualmente o custo do terreno é baixo quando comparado com o custo total de instalação dos sistemas. Porém, vale ressaltar que todos os valores de instalação variaram com um mesmo percentual relativo ( $\pm 10\%$ ) por cenário.

Entretanto, avaliando todos os cenários de forma única, caso o custo de instalação de um sistema fixo seja reduzido em 10%, mas os custos de instalação dos seguidores permaneçam os

mesmos indicados pela empresa, os sistemas fixos se tornam mais atrativos do que os demais. Apesar de a metodologia apresentada nesta dissertação poder ser estendida a qualquer outro conjunto de premissas, os resultados apresentados até aqui são específicos para as condições estabelecidas neste estudo. Cabe aqui uma observação importante. No caso dos módulos de filmes finos de CdTe utilizados, de 100Wp (com eficiência de 13,9%) por unidade e que eram o padrão do mercado para o período do início deste estudo, este modelo foi substituído no mercado por módulos de 125Wp com a mesma área individual (com eficiência de 17,3%) e portanto 25% a mais de potência para a mesma área. No mesmo período, este mesmo módulo de filme fino mais eficiente sofreu redução de preço de mais de 40%. De forma similar, a tecnologia de p-Si também teve um aumento em sua eficiência, assim como uma redução de preço. Esta evolução tecnológica e de custo altera sobremaneira os resultados apresentados, tanto nos valores absolutos como nas diferenças relativas entre as distintas topologias e cenários apresentados neste estudo. Além disso, caso o local de estudo fosse mais próximo da linha do Equador, o sistema seguidor de um eixo seria favorecido. No entanto, considera-se que os aspectos relevantes e sob avaliação aqui são o método e o enfoque apresentados, que permanecem válidos a despeito da evolução da tecnologia e do mercado fotovoltaico internacional.

## 5. Conclusões

Diante dos bancos de dados de radiação solar analisados, todos eles apresentaram alguma diferença em relação aos dados medidos e transpostos para o plano horizontal, com destaque para os meses de julho e dezembro de 2015 e fevereiro de 2016. Este resultado, porém, possui incerteza alta, pois além de existirem incertezas associadas ao método utilizado para tal transposição, o ano medido pode ter sido um ano atípico e, quando confrontado com dados históricos pode levar a este erro de análise. Por isto os valores medidos neste curto período não podem ser considerados valores médios históricos.

Apesar da aparente superestimativa dos diferentes bancos de dados, é importante considerar os seguintes pontos:

- O período dos dados medidos é de apenas um ano, enquanto que os bancos de dados avaliados se baseiam em séries históricas com períodos que variam de 10 a 22 anos.
- Os dados analisados nesta dissertação utilizam uma célula de referência, enquanto os bancos de dados utilizam piranômetros baseados em termopilhas ou dados de satélite validados por piranômetros. Estudos realizados por Reich *et al.* (2012) mostraram que a PR dos sistemas monitorados por células de referência tende a ser, sistematicamente, de 2 a 4% menor do que quando utilizado um piranômetro.
- A medição do recurso solar para os bancos de dados utilizados ocorre em diferentes períodos (SWERA – 1995 a 2005; METEONORM – 1986 a 2005; NASA – 1992 A 2014).

Em relação à escolha dos layouts utilizados, o método de seleção de um único cenário dentro de cada topologia se mostrou adequado, visto que foram utilizados os mesmos dados de entrada, como dados meteorológicos e perdas, além dos critérios de escolha para todas as simulações.

Quando avaliado o montante total de energia gerada, os sistemas seguidores se sobressaem, com ênfase na tecnologia CdTe, apesar de ocuparem mais área. A mesma conclusão vale para os valores de Yield. Porém, a taxa de desempenho dos

sistemas não seguiu o mesmo padrão. Diversos fatores podem ter influenciado neste comportamento, dentre eles, o fato de que os seguidores possuem maior aproveitamento diário do recurso solar, aumentando a PR mas, por outro lado, aumentando também as perdas por temperatura. Além disso, o sistema seguidor de um eixo possui *backtracking*, alterando o resultado. Este sistema deixa de apresentar perdas por sombreamento, mas ao mesmo tempo passa a apresentar perdas devido ao desvio da inclinação ótima que ele deveria ter a fim de evitar o sombreamento. Os custos energéticos associados ao seguimento em um ou dois eixos não foram considerados neste estudo por serem desprezíveis (aproximadamente 0,005% da geração) (MOUSAZADEH *et al.*, 2009).

Já em termos de eficiência energética, os sistemas fixos se sobressaíram, apresentando maior energia gerada por área ocupada. Apesar de apresentarem um Yield menor, a área economizada permite a instalação de mais módulos, aumentando a potência instalada do sistema.

A comparação de aproveitamento do recurso solar deixou claro o melhor rendimento energético anual dos sistemas seguidores quando comparado aos sistemas fixos, conforme apresentado na Tabela 5.1, embora este melhor rendimento seja predominante durante dias com maiores parcelas de irradiação direta. Já em dias de céu nublado (com predominância de irradiação difusa) o rendimento energético de ambos se equivale. Além disso, os seguidores têm custos de instalação, operação e manutenção superiores, mostrando a necessidade de uma análise financeira para uma comparação efetiva entre os sistemas.

*Tabela 5.1 - Yield anual dos sistemas.*

*Fonte: Autoria própria.*

	Fixo		Seguidor de um eixo		Seguidor de dois eixos	
	p-Si	CdTe	p-Si	CdTe	p-Si	CdTe
Rendimento energético - Yield (kWh/kWp)	1575	1553	1926	1936	2004	2035

Se os cenários econômicos forem avaliados individualmente, a análise econômica com base no LCOE tem como resultado o sistema seguidor de um eixo com p-Si sendo o mais atrativo economicamente em todos os casos avaliados neste



trabalho e levando em conta os comentários feitos na seção anterior (4.3 Análise de LCOE). Já fixando os custos do terreno (cenários 1, 2 e 3 por exemplo) e avaliando apenas a variação individual dos custos das topologias, os sistemas fixos só seriam mais atrativos economicamente caso o custo destes se reduzissem, enquanto os custos de instalação dos seguidores permanecessem os mesmos indicados pelas empresas. Em relação ao sistema seguidor de dois eixos, por mais que seus custos fossem reduzidos em 10%, ainda assim eles seriam os menos atrativos comparados aos demais no contexto das premissas adotadas aqui.

Assim, em termos de densidade energética e para as premissas adotadas nesta dissertação, os sistemas fixos se sobressaem, com ênfase na tecnologia de p-Si, caso o objetivo seja atingir a maior geração de energia ocupando a menor área possível. Porém, economicamente, as situações mudam dependendo dos cenários apresentados.

Vale ressaltar mais uma vez que todas as conclusões deste trabalho são resultados dos dados de entrada especificados e considerações feitas na metodologia. Portanto, para quaisquer outras situações, como localidades diferentes, custos diferentes, eficiências diferentes, etc, os resultados irão se alterar, havendo a necessidade de refazer os estudos aqui referenciados, mas sempre utilizando a mesma metodologia aqui apresentada.

Como sugestão de trabalhos futuros:

- Avaliação técnica-econômica de diferentes sistemas FV utilizando outras métricas de avaliação;
- Avaliação técnica-econômica de diferentes sistemas FV utilizando módulos mais modernos disponíveis no mercado;
- Viabilização de sistemas híbridos FV-Hídrico para a região oeste do RS.



## 6. Referências Bibliográficas

ABB. Datasheet - 3AUA0000057380 REV L EN 4.9.2014 #17237. Setembro, 2014. Disponível em <<http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/central/pvs800-57>>. Acessado em novembro de 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Modalidade.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp)>. Acessado em janeiro de 2017a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>. Acessado em janeiro de 2017b.

ANTONIOLLI, A. F. G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil**. Dissertação de mestrado, UFSC, Florianópolis, 2015.

AVILA, A. V. Matemática financeira e engenharia econômica. 2012.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório de Inflação: Dezembro 2016**. Brasília, v. 18, p. 1-55, 2016a.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Remuneração dos depósitos de poupança. Disponível em <<http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>>. Acessado em janeiro de 2016b.

BHANDARI, K. P.; COLLIER, J. M.; ELLINGSON, R. J.; APUL, D. S. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 47, p. 133-141, 2015.

BORTOLINI, M.; GAMBERI, M.; GRAZIANI, A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 81-92, 2014.

BRANKER, K; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p. 4470-4482. 2011.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution

characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, p. 32-45. 2006.

DE GOL, D.; FESTA, R.; RATTO, C. F. **A simple expression for computing the daily extraterrestrial irradiation on a horizontal surface**. Dipartimento di Fisica, Genova, Italy, 1987.

CANDELA, R.; DI DIO, V.; RIVA SANSEVERINO, E.; ROMANO, P. Reconfiguration Techniques of Partial Shaded PV Systems for the Maximization of Electrical Energy Production. International Conference on Clean Electrical Power, p. 716-719. Capri, 2007.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H. **Análise de Investimentos**. São Paulo: Editora Atlas S.A., 1994.

CASTRO, R. M. G. Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Fotovoltaica. Nov. 2002. Disponível em: <[http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao\\_a\\_Energia\\_Fotovoltaica.pdf](http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf)>. Acessado em setembro 2014

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation: correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 22, p. 155-164. 1979.

COSTA, H. J. S. de. **Avaliação do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

CRUNDWELL, F. K. Finance for Engineers. n. Springer, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da Geração – Leilão de Energia Reserva de 2014. **Ministério de Minas e Energia**, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da Geração – 1º Leilão de Energia Reserva de 2015. **Ministério de Minas e Energia**, 2015a.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da Geração – 2º Leilão de Energia Reserva de 2015. **Ministério de Minas e Energia**, 2015b.

FIRST SOLAR. Datasheet – PD-5-401-04. Fevereiro, 2015. Disponível em <<http://www.firstsolar.com/Technologies-and->

Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-4-Modules>.

Acessado em outubro de 2015

GÓMEZ-GIL, F. J.; WANG, X.; BARNETT, A. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. **Renewable and Energy Reviews**, v. 16, p. 306-313. 2012.

GOOGLE MAPS. Município de Jaguari. Disponível em <<https://www.google.com.br/maps/place/Jaguari>>. Acessado em março de 2016.

GREEN, M. A. **Solar cells: operating principles, technology, and system applications**. 01 de janeiro de 1982. Estados Unidos.

GRAHAM, JOHN R.; HARVEY, CAMPBELL R. The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field.

**Journal Of Financial Economics**. [s.i], p. 187-243. maio 2001.

HOJI, M. **Administração Financeira e Orçamentaria**. 10. ed. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2012.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 433-438. 2009.

LORENZO, E.; NARVARTE, L.; MUÑOZ, J. Tracking and back-tracking. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 19, p. 747-753. 2011.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Operational Results of Grid-Connected Photovoltaic System With Different Inverter's Sizing Factors (ISF). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 15, p. 337-352. 2007.

MARINONI, E. (Engenheiro de O&M, Dresser-Rand Guascor, Siemens, Brasil). Comunicação pessoal, janeiro de 2017.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. **31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition**. Lake Buena Vista, Florida, 2005.

MARTÍNEZ-MORENO, F.; LORENZO, E.; MORETÓN, R.; NAVARTE, L. Bankable Procedures for the Technical Quality

Assurance of Large Scale PV Plants. **29<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. Setembro de 2014.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B; ABREU, S. L.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, v. 36, p. 2853-2864. 2008.-

MECASOLAR. Fotos do Fabricante. Disponível em <http://mecasolar.com/>>. Acessado em fevereiro de 2016a.

MECASOLAR. Sistemas de orientação solares de alta tecnologia: MS-2E TRACKER. Disponível em <<http://mecasolar.com/pub/doc/File/port/2-axis-tracker-mecasolar-catalog.pdf>>. Acessado em janeiro de 2016b.

METEONORM – Meteonorm Software. Disponível em: <<http://www.meteonorm.com/en/downloads>>. Acessado em dezembro de 2015.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Energia Solar no Brasil e Mundo: Ano de referência – 2014. Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia – SPE/MME. Dezembro de 2015.

MOUSAZADEH, H.; KEYHANI, A.; JAVADI, A.; MOBLI, H.; ABRINIA, K.; SHARIF, A. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 1800-1818. 2009.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil**: Condições Atuais e Perspectivas. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NASA – Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Methodology Version 3.1.2. Disponível em: <<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>>. Acessado em dezembro de 2015.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. Climatological Solar Radiation (CSR). Disponível em: <[http://www.nrel.gov/gis/solar\\_map\\_development.html](http://www.nrel.gov/gis/solar_map_development.html)>. Consulta em dezembro de 2015.

PANICO, D.; GARVISON, P.; WENGER, H.; SHUGAR, D. Backtracking: A novel strategy for tracking PV systems. Photovoltaic Specialists Conference, v. 1, p. 668-673. Las Vegas, outubro de 1991.

PARIDA, B.; INIYAN, S; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.1625-1636. 2011.

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; ABREU, S.L.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE – Instituto de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2006.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J.S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. Ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia: 2008. 396 p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL, Rio de Janeiro: Março, 2014. 529 p.

RABAÇA, S. A. C. **Comparação técnico-económica entre Sistemas com Inversores Centrais e Sistemas com Inversores String**. Dissertação de Mestrado. Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2014

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, p. 717-726, 2012.

REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. Renewables 2015 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat. 2015.

ROHOUMAA, W. M.; MOLOKHIAB I. M.; ESURI, A.H. Comparative study of different PV modules configuration reliability. **Desalination**, v. 209, p. 122-128. 2007.

SAID, M.; EL-SHIMY, M.; ABDELRAHEEM, M. A. Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (LCOE) and grid parity – Egypt case study. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 9, p. 37-48, 2015.

SCHLETTER. Datasheet - FS\_Uno\_-\_product\_sheet\_V5\_I400220GB. Disponível em <<http://www.schletter.us/>>. Acessado em janeiro de 2016.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, p. 614-624. 2009a.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, p. 23-29. 2009b.

SOLAR FLARE. **SPV Market Research**. SF-52016, Outubro 2016.

STALLIVIERI, F. (Engenheiro, Araxá Solar). Comunicação pessoal, janeiro de 2017.

STI NORLAND. STI-H1250 HORIZONTAL SINGLE AXIS TRACKER - TECHNICAL DATA. Disponível em <[http://www.stinorland.com/wp-content/uploads/2015/06/FichatecnicaSTiH1250\\_EN.pdf](http://www.stinorland.com/wp-content/uploads/2015/06/FichatecnicaSTiH1250_EN.pdf)>. Acessado em janeiro de 2016.

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment. Disponível em <<http://en.openei.org/apps/SWERA/>>. Acessado em janeiro de 2016.

VIANA, T. S. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VIANA, T. S.; RÜTHER R.; MARTINS F. R.; PEREIRA E. B. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. **Solar Energy**, v. 85, p. 486 – 495. 2011

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. **Solar Energy**, v. 74, p. 217-233. 2003

YINGLI SOLAR. Datasheet - DS\_YGE60Cell-29b\_35mm\_BR\_2015\_May\_YBS. Maio, 2015. Disponível em <<http://www.yinglisolar.com/br/products/multicrystalline/yge-60-cell-series/>>. Acessado em outubro de 2015.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Oficina de Textos, São Paulo: 2012.